

## Kontrol korosi internal di dalam pipa penyalur baja dan sistem perpipaan



© BSN 2010

Hak cipta dilindungi undang-undang. Dilarang menyalin atau menggandakan sebagian atau seluruh isi dokumen ini dengan cara dan dalam bentuk apapun dan dilarang mendistribusikan dokumen ini baik secara elektronik maupun tercetak tanpa izin tertulis dari BSN

BSN  
Gd. Manggala Wanabakti  
Blok IV, Lt. 3,4,7,10.  
Telp. +6221-5747043  
Fax. +6221-5747045  
Email: [dokinfo@bsn.go.id](mailto:dokinfo@bsn.go.id)  
[www.bsn.go.id](http://www.bsn.go.id)

Diterbitkan di Jakarta



## Daftar isi

## Contents

Prakata	ii	Preface	ii
1. Umum	1	1. General	1
2. Definisi	2	2. Definitions	2
3. Pertimbangan desain struktur	3	3. Structure design considerations	3
4. Pendeteksian dan pengukuran korosi	9	4. Corrosion detection and measurement	9
5. Metoda untuk mengontrol korosi internal	12	5. Methods for controlling internal corrosion	12
6. Mengevaluasi keefektifan metoda kontrol korosi	16	6. Evaluating the Effectiveness of Corrosion Control Methods	16
7. Pengoperasian dan pemeliharaan sistem kontrol korosi internal	18	7. Operation and Maintenance of Internal Corrosion Control Systems	18
8. Catatan kontrol korosi	21	8. Corrosion Control Records	21
Referensi	23	References	23
Lampiran A: Tipikal Spesifikasi Kualitas Gas (Informatif)	26	Appendix A: Typical Gas Quality Specification (Nonmandatory)	26
Lampiran B: Publications Providing Information Necessary for Determining the Quantity of Impurities (Informatif)	28	Appendix B: Publications Providing Information Necessary for Determining the Quantity of Impurities (Nonmandatory)	28
Lampiran C: Impacts of Common Impurities (Informatif)	30	Appendix C: Impacts of Common Impurities (Nonmandatory)	30



## Prakata

Standar Nasional Indonesia (SNI) *Kontrol korosi internal di dalam pipa penyalur baja dan sistem perpipaan* (SNI 4185:2010) adalah revisi SNI 13-4185-1996 *Kontrol korosi internal di dalam saluran pipa baja dan sistem perpipaan*. Standar ini mengacu dari standar NACE SP 0106:2006 dengan judul *Control of internal corrosion in steel pipelines and piping systems*.

SNI dibuat dengan menggunakan metode dua bahasa. Apabila pengguna menemukan keraguan dalam standar ini maka disarankan untuk melihat standar aslinya dan/atau dokumen terkait lain yang menyertainya.

Standar ini disusun oleh Panitia Teknis 75-01: *Material, peralatan dan instrumentasi minyak dan gas bumi*, Sub Panitia Teknis 75-01/SC2: *Pipeline transportation systems* dan telah dikonsensuskan dalam Forum Konsensus ke-14 Rancangan Standar Nasional Indonesia Sub Bidang Minyak dan Gas Bumi pada tanggal 23 s.d. 24 November 2009 di Jakarta yang dihadiri oleh wakil-wakil dari pemerintah, produsen, konsumen, tenaga ahli, dan institusi terkait lainnya. SNI ini juga telah melalui konsensus nasional yaitu jajak pendapat pada tanggal 10 Mei 2010 sampai dengan 10 Juli 2010 dan langsung disetujui menjadi Rancangan Akhir SNI (RASNI) untuk ditetapkan menjadi SNI.





## Kontrol korosi internal di dalam pipa penyalur baja dan sistem perpipaan

### 1 Umum

**1.1** Standar ini menyajikan praktek yang direkomendasikan untuk kontrol korosi internal pada pipa penyalur baja dan sistem perpipaan yang digunakan untuk mengumpulkan, menyalurkan, atau mendistribusikan minyak mentah, produk-produk migas.

**1.2** Standar ini berguna sebagai pedoman untuk menentukan persyaratan minimum kontrol korosi internal dalam system berikut:

- (a) Pipa alir sumur dan pengumpul minyak mentah
- (b) Transmisi minyak mentah
- (c) Produk hidrokarbon
- (d) Pipa alir sumur dan pengumpul gas
- (e) Transmisi gas
- (f) Distribusi gas
- (g) Sistem penyimpanan

**1.3** Standar ini tidak dimaksudkan untuk dilaksanakan pada setiap situasi yang spesifik karena kompleksitas *input* dan konfigurasi saluran-pipa yang menjadi penghambat standarisasi semua praktek kontrol korosi internal.

**1.4** Ketentuan dalam standar ini hendaknya diaplikasikan menurut petunjuk personil yang kompeten, yang memiliki pengetahuan mengenai ilmu fisika dan prinsip rekayasa dan matematika yang diperoleh melalui jalur pendidikan atau pengalaman praktis yang sesuai, berkualifikasi untuk pelaksanaan kontrol korosi dan penilaian resiko pada sistem perpipaan baja karbon. Para personil dimungkinkan dari sarjana teknik yang

## Control of internal corrosion in steel pipelines and piping systems

### 1 General

**1.1** This standard presents recommended practices for the control of internal corrosion in steel pipelines and piping system used to , gather, transport, or distribute crude oil, petroleum products, or gas.

**1.2** This standard serves as a guide for establishing minimum requirements for control of internal corrosion in the following systems:

- (a) Crude oil gathering and flow lines
- (b) Crude oil transmission
- (c) Hydrocarbon products
- (d) Gas gathering and flow lines
- (e) Gas transmission
- (f) Gas distribution
- (g) Storage systems

**1.3** This standar does not designate practices for every specific situation because the complexity of pipeline inputs and configurations precludes standardizing all internal corrosion control practices.

**1.4** The provisions of this standard should be applied under the direction of competent person. who, by reason of knowledge of the physical sciences and the principles of engineering and mathematics acquired by education or related practical experience, are qualified to engage in the practice of corrosion control and risk assessment on carbon steel piping systems. Such persons may be registered professional engineers or persons recognized as corrosion



profesional yang terdaftar atau para personil yang diakui sebagai spesialis korosi oleh organisasi seperti asosiasi korosi dan/atau institusi lain yang diakui secara nasional dan internasional, atau para enjinir atau para teknisi dengan tingkatan yang sesuai dan berpengalaman, jika aktivitas profesional mereka meliputi kontrol korosi internal dari sistem perpipaan baja karbon yang dipendam.

## 2 Istilah dan definisi

### **lapisan**

cairan, bahan yang dapat dicairkan atau komposisi *mastic* yang setelah diterapkan pada permukaan, berubah menjadi bentuk padat untuk melindungi, dekoratif atau lapisan yang berfungsi menguatkan

### **korosi**

kerusakan material, biasanya logam, yang dihasilkan dari lingkungannya

### **inhibitor korosi**

Zat kimia, atau kombinasi dari zat tersebut, yang apabila berada pada lingkungan, mencegah atau mengurangi korosi

### **korosi-erosi**

Korosi dan erosi yang terjadi bersamaan dengan adanya pergerakan fluida korosif atau pergerakan material melalui fluida, memicu percepatan kehilangan material. Kerusakan permukaan dapat terjadi sebagai akibat dari aksi abrasif dari fluida bergerak yang diakselerasi oleh adanya partikel padat atau gelembung gas yang tersuspensi. Jika kerusakan lebih meningkat oleh korosi, maka istilah yang digunakan adalah "korosi-erosi"

### **gas atau cairan**

material yang disalurkan melalui pipa penyalur

### **holiday**

suatu diskontinuitas dalam lapisan pelindung yang menyebabkan permukaan tidak terlindungi terpapar ke lingkungan

### **kandungan besi terlarut**

jumlah kandungan besi, biasanya

specialists by organizations such as **NACE**, or engineers or technicians with suitable levels or experience, if their professional activities include internal corrosion control of buried carbon steel piping systems.

## 2 Definitions

### **coating**

a liquid, liquefiable, or mastic composition that, after application to a surface, is converted into a solid protective, decorative, or functional adherent film

### **corrosion**

the deterioration of a material, usually a metal, that results from a reaction with its environment

### **corrosion inhibitor**

A chemical, substance or combination of substances that, when present in the environment, prevents or reduces corrosion

### **erosion-corrosion**

A conjoint action involving corrosion and erosion in the presences of a moving corrosive fluid or a material moving through the fluid, leading to accelerated loss of material. deterioration of a surface can occur as the result of the abrasive action of moving fluids accelerated by the presence of solid particles or gas bubbles in suspension. When deterioration is further increased by corrosion, the term "erosion-corrosion" is used

### **gas or liquid**

The material being transported through a pipeline

### **holiday**

a discontinuity in a protective coating that expose unprotected surface to the environment

### **iron count**

the quantity of iron, usually expressed in



dinyatakan dengan bagian persejuta atau miligram per liter, yang ada dalam cairan yang dapat menunjukkan adanya aktivitas korosif dalam peralatan yang menampung cairan tersebut. Sebagian air yang terproduksi mengandung besi yang terlarut secara alami. Besi ini terdeteksi pada saat menjalankan pengukuran kandungan besi terlarut dalam suatu sistem produksi yang bisa disalahartikan karena besi dari air terproduksi harus ditinjau bersamaan dengan indikator korosi lainnya untuk menentukan apakah nilai kandungan besi terlarutnya signifikan. Kemungkinan terjadinya korosi harus selalu dikonfirmasi dengan peralatan inspeksi, survei *downhole-calliper* dan meninjau ulang catatan kegagalan sebelum menentukan parameter yang menggunakan kandungan besi terlarut sebagai indikator korosi

#### **kandungan mangan terlarut**

kandungan mangan dalam paduan besi yang digunakan dalam peralatan *downhole* lapangan minyak yang umumnya 0,5 sampai 1,5 %. Oleh sebab itu perkiraan rasio mangan dengan besi dalam air produksi sebaiknya sekitar 1 : 100 jika semua besi dan mangan merupakan hasil korosi dan tidak merupakan endapan dari air

#### ***pigging***

operasi penyaluran alat atau kombinasi alat (scraper, sphere, plastik fleksibel atau kaku) melalui pipa penyalur untuk pembersihan, aplikasi kimia, inspeksi, atau pengukuran

### **3 Pertimbangan desain struktur**

#### **3.1 Pendahuluan**

**3.1.1** Tujuan bab ini adalah untuk memberikan pertimbangan desain yang berlaku untuk pipa penyalur baja yang digunakan untuk menyalurkan gas alam dan gas buatan, minyak mentah dan produk kilang untuk kontrol korosi internal. Spesialis korosi hendaknya diajak berkonsultasi selama pembuatan desain dan konstruksi pipa penyalur.

parts per million or milligrams per litre, contained in a sample of the liquid that may be indicative of corrosive activity within the equipment that contained the liquid. Some produced water contain naturally occurring dissolved iron. This iron is detected when running iron counts in production systems can be mistaken for iron produced water must be viewed along with the other indicators of corrosion to determine whether iron counts values are significant. The probable occurrence of corrosion should always be confirmed by equipment inspection, downhole calliper surveys, and review of failure records before parameters for using iron counts as an indicator of corrosion are established

#### **manganese count**

the concentration of manganese in iron alloys used in oilfield downhole equipment is typically 0.5 to 1.5%. Therefore, the supposition is that the ratio of manganese to iron in produced water should be about 1:100 if all the iron and manganese result from corrosion and no precipitation has occurred from the water

#### ***pigging***

The operation of transporting a device or combination of devices (scraper, sphere, or flexible or rigid plastic) through a pipeline for the purpose of cleaning, chemical application, inspection, or measurement

### **3 Structure Design considerations**

#### **3.1 Introduction**

**3.1.1** The purpose of this section is to provide design considerations that apply to pipelines made of steel used to transport natural and manufactured gas, crude oil, and refined products for the control of internal corrosion. A corrosion specialist should be consulted during pipeline design and construction.



## 3.2 Desain pipa penyalur

### 3.2.1 Mutu gas atau cairan

Spesifikasi mutu untuk gas atau cairan yang disalurkan dinegosiasikan secara terpisah di dalam kontrak antara pembeli atau perusahaan pipa penyalur dan pengolah/pembuat. Batas spesifikasi dapat bervariasi dalam rentang yang luas, tergantung pada kondisi iklim, penggunaan akhir dan faktor lain.<sup>1</sup>

Banyaknya masing-masing komponen dalam aliran gas atau cairan bisa sangat mempengaruhi pengukuran, operasi, efisiensi pipa penyalur dan potensi korosi. Standar-standar mutu gas atau cairan ditentukan, salah satunya, untuk meminimalkan korosi internal. Namun, tingkat korosivitas gas dan cairan tidak dapat ditentukan dari standar-standar ini saja. Pengalaman di industri menunjukkan bahwa air dan pengotor korosif bisa secara tidak sengaja masuk ke dalam pipa penyalur disebabkan gangguan operasi, atau akumulasi pada bagian rendah meskipun pemantauan mutu gas atau cairan menunjukkan kesesuaian dengan standar mutu. Karena sifatnya kompleks dan interaksi antara unsur yang ada dalam gas atau cairan (misalnya oksigen, karbon dioksida, hidrogen sulfida, klorida, bakteri, dsb), kombinasi tertentu dari pengotor yang tersalurkan dalam pipa penyalur tersebut dapat mempengaruhi apakah kondisi korosif terjadi. Identifikasi gas atau cairan yang korosif dalam pipa penyalur dicapai dengan menganalisis kondisi operasi, kandungan pengotor, monitoring data, skema mitigasi, dan pertimbangan lainnya. Untuk perusahaan yang menggunakan berbagai spesifikasi mutu - khususnya gas dan kondensat - spesifikasi mutu terdapat pada Lampiran A (informatif). Lampiran A menguraikan spesifikasi mutu gas dan kondensat tertentu.

**3.2.1.1** Mutu gas atau cairan yang akan disalurkan hendaknya ditentukan lebih dahulu. Contoh pengotor dari sudut pandang korosi adalah:

- (a) Bakteri
- (b) Karbon dioksida (CO<sub>2</sub>)
- (c) Klorida (Cl)

## 3.2 Pipeline design

### 3.2.1 Gas or liquid Quality

Quality specifications for gas or liquid transported are individually negotiated in contracts between purchasers or pipeline companies and processors/producers. The specification limits can range over wide limits, depending on climatological condition, end use, and others factors.<sup>1</sup>

The amount of each of the components in the gas or liquid stream can significantly affect measurement, operation, pipeline efficiency, and potentially corrosion.

Gas or liquid quality standards are set, in part, to minimize internal corrosion. However, gas or liquid corrosiveness cannot be determined from these standards alone. Industry experience has shown that water and corrosive impurities can unintentionally enter the pipeline due to operational upsets, or accumulate in low spots despite gas or liquid quality monitoring that shows adherence to quality standards. Because of the complex nature and interaction between constituents that are found in gas or liquid (e.g., oxygen, carbon dioxide, hydrogen sulphide, chloride, bacteria, etc.), certain combination of these impurities being transported in the pipeline may affect whether a corrosive condition exists. Identification of corrosive gas or liquid in a pipeline is achieved by analysis of operating conditions, impurity content, monitoring data, mitigation schemes, and other considerations.

For companies that use many different quality specifications-typically gas and condensate-quality specifications are listed in Appendix A (nonmandatory). Appendix A is described as a typical gas and condensate quality specifications.

**3.2.1.1** The quality of the gas or liquid to be transported should be determined. Examples of impurities from a corrosion standpoint are:

- (a) Bacteria
- (b) Carbon Dioxide (CO<sub>2</sub>)
- (c) Chlorides (Cl)



- (d) Hidrogen sulfida ( $H_2S$ )
- (e) Asam organik
- (f) Oksigen ( $O_2$ )
- (g) Benda padat atau endapan
- (h) Senyawa yang mengandung sulfur
- (i) Air ( $H_2O$ )

Lihat Lampiran B (informatif) untuk daftar standar dan publikasi lain yang menyediakan informasi bagaimana menentukan kuantitas adanya pengotor.

**3.2.1.2** Pengetahuan tentang kandungan pengotor dan komposisi gas atau cairan memungkinkan prediksi terhadap besarnya dampak kerusakan yang mungkin terjadi karena keberadaannya. Lihat Lampiran C (informatif) “Dampak dari Pengotor yang Umum”. Dampak kerusakan utama yang sebaiknya dipertimbangkan adalah:

**3.2.1.2.1** Kerusakan fisik dari pipa yang disebabkan oleh penipisan, *pitting*, *hydrogen blistering*, *hydrogen embrittlement* atau *stress corrosion cracking (SCC)*.

**3.2.1.3** Apabila gas atau cairan dengan mutu tertentu yang disalurkan akan menyebabkan korosi yang parah terhadap sistem pipa penyalur, maka hendaknya diadakan koordinasi dengan pemasok untuk memberikan perlakuan tambahan yang dapat menurunkan tingkat korosivitas gas atau cairan.

**3.2.1.4** Desainer hendaknya mempertimbangkan biaya perlakuan tambahan untuk mengurangi korosivitas gas atau cairan berkaitan dengan biaya metoda pengurangan korosi lain seperti peningkatan *pigging*, penggunaan inhibitor korosi, pelapisan internal pipa penyalur, atau kombinasi dari metoda tersebut.

**3.2.1.5** Kinerja desain yang memuaskan mensyaratkan bahwa mutu yang telah dispesifikasikan tetap dijaga sehingga korosi internal pipa penyalur tetap minimum.

## **3.2.2 Kecepatan aliran**

**3.2.2.1** Pertimbangan desain hendaknya

- (d) Hydrogen sulphide ( $H_2S$ )
- (e) Organic acids
- (f) Oxygen ( $O_2$ )
- (g) Solids or precipitates
- (h) Sulphur-bearing compounds
- (i) Water ( $H_2O$ )

See Appendix B (nonmandatory) for a list of standards and other publications that provide information on how to determine the quantity of impurity present.

**3.2.1.2** Knowledge of the impurity content and gas or liquid composition of harmful effects that might result from their presence. See Appendix C (nonmandatory), “Impacts of Common Impurities.” Principal harmful effects that should be considered are:

**3.2.1.2.1** Physical deterioration of the pipe as a result of thinning, pitting, hydrogen blistering, hydrogen embrittlement, or stress corrosion cracking (SCC).

**3.2.1.3** If the specified quality of the gas or liquid is such that transportation will result in harmful corrosion of the pipeline system, coordination should be established with the supplier to provide for additional treatment that may reduce the gas or liquid corrosiveness.

**3.2.1.4** The designer should consider the cost of additional treatment to reduce corrosiveness of the gas or liquid in relation to the cost of other corrosion mitigation methods such as increased pigging, use of corrosion inhibitors, internal coating of the pipeline, or a combination of these methods.

**3.2.1.5** Satisfactory performance of the design requires that the specified quality be maintained and that internal corrosion of the pipeline is minimal.

## **3.2.2 Flow velocity**

**3.2.2.1** Design consideration should be



diberikan untuk mengendalikan kecepatan aliran dalam rentang yang meminimumkan korosi. Batas bawah rentang kecepatan aliran hendaknya pada kecepatan yang menjaga pengotor tetap tersuspensi dalam gas atau cairan sehingga meminimumkan akumulasi bahan-bahan korosif di dalam pipa penyalur.<sup>2</sup> Batas atas rentang kecepatan aliran harus diatur sedemikian rupa sehingga korosi-erosi, kavitasi, atau *impingement attack* tetap minimum. API<sup>(1)</sup> 14E mencakup bab untuk perhitungan kecepatan erosi dalam pipa dua-fasa gas/cair.<sup>3</sup>

### 3.2.3 Aliran tidak kontinyu

**3.2.3.1** Kondisi aliran tidak kontinyu sedapat mungkin dihindari. Apabila kriteria operasi menghendaki aliran tetap tidak kontinyu, maka pertimbangan desain hendaknya diarahkan untuk mendapatkan kecepatan operasi yang akan membersihkan air atau sedimen yang terakumulasi di bagian bawah saluran selama tidak ada aliran atau aliran yang lambat.

**3.2.3.2** Jika air, sediment atau kontaminan korosif lainnya diperkirakan terakumulasi dalam pipa penyalur, *pig* hendaknya digunakan untuk membersihkan saluran. Desain hendaknya mencakup *pig trap* untuk *loading* dan *receiving*. Prosedur operasi untuk pembersihan yang memadai harus dikembangkan dan diterapkan.

### 3.2.4 Perubahan ukuran penyalur

**3.2.4.1** Perubahan ukuran diameter penyalur sebaiknya didesain sedemikian rupa agar dapat memberikan transisi hidraulik yang mulus, sehingga meniadakan kantong-kantong dengan kecepatan alir yang berubah, yang menyebabkan terkumpulnya kontaminan korosif.

**3.2.4.2** Ujung mati yang terkait dengan pada flensa penutup, *stub*, *lateral* atau *tie-in* harus dihindarkan dalam desain. Jika perlu, *blow-off*, *trap* atau *drain* harus disertakan dalam desain sehingga semua kontaminan yang terakumulasi, termasuk

given to control of flow velocity within a range that minimize corrosion. The lower limit of the flow velocity range should be that velocity that will keep impurities suspended in gas or liquid, thereby minimizing accumulation of corrosive matter within the pipeline.<sup>2</sup> The upper limit of the velocity range shall be such that erosion - corrosion, cavitation or impingement attack are minimal. API<sup>(1)</sup> 14E includes a section for calculation of erosional velocity in gas/liquid two-phase lines.<sup>3</sup>

### 3.2.3 Intermittent flow

**3.2.3.1** Intermittent flow conditions should be avoided when possible. If operating criteria dictate the need for intermittent flow, design consideration should be given to obtaining an operating velocity that will pick up and sweep away water or sediment that accumulates in lower places in the line during periods of no flow or low flow.

**3.2.3.2** If water, sediment or other corrosive contaminants are expected to accumulate in the pipeline, pigs should be used to clean the line. The design should include pig loading and receiving traps. Operating procedures for adequate cleaning shall be developed and implemented.

### 3.2.4 Line Size Changes

**3.2.4.1** Changes in line size diameter should be designed to provide a smooth hydraulic transition, thereby eliminating pockets of altered flow velocity, where corrosive contaminants can collect.

**3.2.4.2** Dead ends associated with blind flanges, stubs, laterals, or tie-ins shall be avoided in design. If they are necessary, blow-offs, traps, or drains shall be included in design so that all accumulated contaminants, including sand can be



pasir dapat di buang secara berkala.

### 3.2.5 Dehidrasi dan kontrol titik embun

Jika tidak ada air pada permukaan baja, tidak terjadi korosi, meskipun terdapat gas yang korosif ( $H_2S$ ,  $CO_2$ , dan  $O_2$ ). Deposit garam yang hidroskopik pada permukaan baja bisa menyebabkan pembentukan lapisan tipis air yang tidak terlihat pada permukaan dibawah kondisi titik embun yang bisa menyebabkan serangan korosif. Dengan adanya air dalam gas atau cairan bisa menyebabkan korosi saat penyaluran dalam pipa penyalur, dehidrasi seyogyanya dipertimbangkan. Dehidrasi yang menurunkan titik embun seringkali merupakan satu-satunya pengukuran yang diperlukan untuk kontrol korosi dalam pipa penyalur gas. Saluran seyogyanya dimonitor menggunakan *probe* atau kupon untuk mendeteksi adanya perlindungan korosi (lihat Paragraf 4.3). Jika pengurangan kandungan air saja tidak bisa mengendalikan korosi yang diperkirakan, metoda mitigasi lain seperti *pigging*, lapisan internal, dan inhibisi kimia mungkin bisa digunakan bersamaan dengan dehidrasi untuk melakukan kontrol korosi yang memadai.

### 3.2.6 Deaerasi

3.2.6.1 Sistem pipa penyalur sebaiknya di desain untuk menghilangkan kemungkinan masuknya udara. Adanya oksigen dalam gas atau cairan dapat menyebabkan korosi selama penyaluran dalam pipa penyalur. Deaerasi gas atau cairan untuk mengurangi kandungan oksigennya sampai tingkat yang bisa diterima hendaknya dipertimbangkan (lihat Paragraf 5.3.2). Jika penghilangan atau penurunan oksigen saja tidak dapat mengontrol korosi, metoda mitigasi lain seperti menggunakan inhibitor korosi atau lapisan internal (lihat Paragraf 5.5) bisa digunakan bersama-sama dengan deaerasi untuk mengontrol korosi secara memadai.

### 3.2.7 Bahan kimia

3.2.7.1 Bila penambahan bahan kimia seperti inhibitor korosi, penangkap oksigen, atau biosida yang digunakan untuk mengurangi korosi, desain seharusnya termasuk fasilitas yang cukup untuk penanganan pipa penyalur atau fasilitas

periodically removed.

### 3.2.5 Dehydration and Dewpoint Control

3.2.5.1 If there is no water present on a steel surface, no corrosion should occur, even in the presence of corrosive gases ( $H_2S$ ,  $CO_2$ , and  $O_2$ ). Hygroscopic salt deposits on the steel surface can cause the formation of an invisible water film on the surface below dewpoint conditions that can cause corrosive attack. When the presence of water in a gas or liquid could cause harmful corrosion during transportation in the pipeline, dehydration should be considered. Dehydration to reduce dewpoint is often the only measure needed for corrosion control in gas pipelines. The line should be monitored using probes or coupons to detect the presence of corrosive protect (see Paragraph 4.3). If reductions of the water content alone will not control the expected corrosion, other mitigation methods-such as pigging, internal coating, and chemical inhibition-may be used in conjunction with dehydration to provide adequate corrosion control.

### 3.2.6 Deaeration

3.2.6.1 The pipeline system should be designed to eliminate any air entry. The presence of oxygen in gas or liquid can cause corrosion during transportation in pipeline. Deaeration of gas or liquid to reduce its oxygen content to an acceptable level shall be considered (see Paragraph 5.3.2). If removal or reduction of oxygen alone does not control the corrosion, other mitigation methods such as use of corrosion inhibitor or internal coatings (see Paragraph 5.5) may be used in conjunction with deaeration to provide adequate corrosion control.

### 3.2.7 Chemicals

3.2.7.1 When the addition of chemicals such as corrosion inhibitors, oxygen scavengers, or biocide are used to mitigate corrosion, design shall include facilities adequate for treatment of the pipeline or facility (see Paragraph 5.4).



(lihat Paragraf 5.4)

**3.2.7.2** Informasi berikut untuk setiap bahan kimia yang digunakan harus tersedia;

- (a) *Material safety data sheet* (MSDS),
- (b) *Technical data sheet*, dan
- (c) Data tentang tingkat korosivitas bahan kimia terhadap material konstruksi dan pelindung

### **3.2.8 Lapisan internal**

**3.2.8.1** Bila problem korosi diantisipasi, lapisan internal mungkin dipertimbangkan (Lihat Paragraf 5.5). Pada beberapa kasus, aplikasi seperti itu menyebabkan daerah sekitar las terbuka. Tambahan metoda mitigasi korosi seperti inhibitor kimia seyogyanya digunakan untuk melindungi daerah ini, seperti halnya daerah terbuka yang diakibatkan oleh *holiday* pada pelapisan.

### **3.2.9 Fasilitas Monitoring**

**3.2.9.1** Dalam desain pipa penyalur yang mengalirkan komoditas korosif, dan khususnya apabila bahan kimia digunakan untuk kontrol korosi, pemasangan fasilitas monitoring korosi ditempatkan secara strategis untuk menentukan korosivitas gas atau cairan dan mengevaluasi keefektifan metoda mitigasi korosi yang digunakan<sup>4,5</sup>. Fasilitas monitoring ini termasuk pipa *spool*, gas atau *liquid perturbation methods* (*field signature*), atau *probe* hidrogen. Rincian berbagai metoda monitoring adalah, pengambil sampel, kupon korosi, probe pengukur laju korosi, potensial dinyatakan dalam NACE Publication 3T199.<sup>6</sup> Desain dapat meliputi ketentuan untuk monitoring korosi melalui penggunaan peralatan *in-line inspection* (ILI), dan pipa penyalur sebaiknya didesain untuk dapat dilalui peralatan *in-line inspection* (ILI) secara bebas. Fitur desain sebaiknya dipertimbangkan meliputi tekukan pipa penyalur, katup, *trap*. Lihat NACE Standard RP0102<sup>7</sup> untuk informasi tentang pertimbangan desain.

**3.2.9.2.** Perbedaan tekanan, temperatur, dan konsentrasi air dan unsur korosif lain antara lokasi yang dimonitor dan lokasi lain pada pipa penyalur harus dipertimbangkan dalam menentukan lokasi fasilitas

**3.2.7.2** The following information for each chemical used shall be on hand:

- (a) Material safety data sheet (MSDS),
- (b) Technical data sheet, and
- (c) Data on corrosiveness of the chemical toward materials of construction and sealing materials.

### **3.2.8 Internal coatings**

**3.2.8.1** When a corrosion problem is anticipated, internal coatings may be considered (see Paragraph 5.5). In some cases, such applications leave the circumferential weld area bare. Additional corrosion mitigation methods such as chemical inhibitors should be used for protection of these areas, as well as bare areas resulting from coating holidays.

### **3.2.9 Monitoring facilities**

**3.2.9.1** In design of pipelines handling corrosive commodities, and especially when chemical will be used for purposes of corrosion control, strategically located corrosion monitoring facilities should be installed for determining gas or liquid corrosiveness and evaluating effectiveness of corrosion mitigation methods.<sup>4,5</sup>. Monitoring facilities may includes pipe spools, gas or liquid perturbation methods (*field signature*), or hydrogen probes. Details of various monitoring methods are samplers, weight loss corrosion coupons, corrosion rate measuring probes, potential presented in NACE Publication 3T199.<sup>6</sup> Designs may include provisions for monitoring corrosion through the use of in-line inspection (ILI) tools, and the pipeline should be designed to permit free passage of these ILI tools. Design features that should be considered include pipeline bends, valve, and traps. See NACE Standard RP0102<sup>7</sup> for information on design considerations.

**3.2.9.2.** Differences in pressure, temperature, and the concentration of water and other corrosives between the monitoring location and other locations of interest in the pipeline must be considered



monitoring dan mengevaluasi hasilnya. Filter *in-line* sebaiknya dipasang di depan pengendali tekanan dan peralatan pengukuran untuk melindunginya dari partikel padat yang disalurkan dalam gas atau cairan.

in locating monitoring facilities and evaluating their result. In-line filters should be installed in front of pressure control and measurement equipment to protect them from solid particles transported in the gas or liquid.

## 4 Pendeteksian dan pengukuran korosi

## 4 Corrosion Detection and Measurement

### 4.1 Pendahuluan

### 4.1 Introduction

**4.1.1** Bab ini menguraikan metoda untuk menentukan adanya korosi internal pada sistem perpipaan, tingkat perkembangan, dan penyebab terjadinya kondisi korosif.

**4.1.1** This section describes methods of determining the presence of internal corrosion in piping systems, the degree to which it has progressed, and the cause of the corrosive condition.

**4.1.2.** Untuk pipa penyalur yang umumnya membawa produk kering mungkin mengalami kerusakan akibat gangguan air jangka pendek (atau elektrolit lain), korosi internal paling mungkin terjadi di tempat air terakumulasi (seperti; pada bagian bawah). Memprediksi lokasi akumulasi air dapat digunakan sebagai cara untuk tujuan pemeriksaan lokal (seperti, inspeksi, monitoring, and pengambilan sampel).<sup>8</sup>

**4.1.2.** For pipelines that normally carry dry products but may suffer from short-term upsets of liquid water (or other electrolyte), internal corrosion is most likely to occur where water accumulates (e.g., at the bottom of inclines). Predicting locations of water accumulation may serve as a method for targeting local examinations (e.g, inspection, monitoring, and sampling).<sup>8</sup>

### 4.2 Inspeksi visual

### 4.2 Visual inspection

**4.2.1** Apabila suatu sistem perpipaan dibuka untuk memungkinkan akses visual bagian dalam sistem, maka observasi harus dilaksanakan oleh personel yang berkualifikasi untuk menentukan hal-hal sebagai berikut:

**4.2.1** If a piping system is opened to allow visual access to the inside of the system, observation shall be conducted by qualified personnel to determine the following:

**4.2.1.1** Bukti korosi pada permukaan dalam pipa. Tipe kerusakan sebaiknya diidentifikasi (misal; etsa, *pitting*, dan elongasi serangan) untuk menentukan karakteristik tipe korosi.

**4.2.1.1** Evidence of corrosion on internal pipe surfaces. Types of damage should be identified (e.g., etching, pitting, and elongation of attack) to characterize the type of corrosion.

**4.2.1.2** Pengukuran tebal dinding di bagian yang terkorosi paling dalam apabila ada kerusakan karena korosi.

**4.2.1.2** Measurement of the wall thickness in the most deeply corroded areas if corrosion damage does exist.

**4.2.1.3** Korosi pada arah keliling dan memanjang pada permukaan pipa atau pola pengaruh korosi yang paling kelihatan.

**4.2.1.3** Circumferential and longitudinal extent of corrosion on the pipe surface, or any discernible pattern of attack.

**4.2.1.4** Posisi serangan mengarah horizontal pada bagian pipa yang terkorosi dan terhadap posisi bagian pipa yang

**4.2.1.4** Position of attack with respect to the horizontal at the corroded section and with respect to the positions of adjacent pipe



berdekatan.

**4.2.1.5** Keberadaan deposit dan korosi di bawah deposit. Sampel deposit harus diambil untuk dianalisa.

### **4.3 Kupon dan *probe* (lihat Paragraf 6.2)**

**4.3.1** Penggunaan kupon dan *probe* yang diletakkan dengan tepat dapat menjadi metoda yang efektif untuk menentukan keberadaan, laju, dan jenis korosi internal. Prosedur untuk persiapan, pemasangan, dan analisis kupon korosi logam, atau peralatan monitor lainnya dapat dilihat pada NACE Standard RP0775<sup>4</sup> and ASTM<sup>(2)</sup> G 1.<sup>9</sup>

**4.3.1.1** Kupon dan *probe* dipasang di dalam gas atau cairan untuk mensimulasikan permukaan internal yang terpapar.

**4.3.1.2** Waktu pemaparan untuk kupon dan *probe* dalam aliran didasarkan pada jenis gas atau cairan, kecepatan aliran, tujuan survei dan perkiraan laju korosi. "Jika gas korosif sedang diangkut, kupon atau cara yang tepat lainnya harus digunakan untuk menentukan efektivitas langkah yang diambil untuk meminimalisasi korosi internal. Setiap kupon atau cara lain untuk pemantauan korosi internal harus diperiksa dua kali setahun, tetapi dengan interval yang tidak melebihi tujuh setengah bulan."<sup>10</sup>

**4.3.1.3** Hasil kupon dan *probe* dapat lebih sulit diinterpretasikan apabila kupon atau *probe* dipasang di dalam sistem yang mana gas atau cairan mengandung sejumlah parafin atau bahan yang tak dapat larut lainnya yang dapat mengendap pada kupon.

**4.3.1.4** Kupon atau *probe* yang menggunakan bermacam-macam teknik (NACE Publication 3T199<sup>6</sup>) operasi dan pemasangan digunakan untuk hasil-hasil yang berkala dan kontinyu.

**4.3.1.5** Kupon atau *probe* intrusif akan menghalangi *pigging* segmen pipa

sections.

**4.2.1.5** Existence of deposits and corrosion under the deposits. A sample of the deposit shall be obtained for analysis.

### **4.3 Coupons and probes(see also Paragraph 6.2)**

**4.3.1** The use of properly located coupons and probes can be an effective method for determining the existence, rate, and type of internal corrosion. Procedures for preparing, installing, and analyzing metallic corrosion coupons or other monitoring devices can be found in NACE Standard RP0775<sup>4</sup> and ASTM<sup>(2)</sup> G 1.<sup>9</sup>

**4.3.1.1** Coupons and probes are installed in the gas or liquid to simulate the internal surface exposed.

**4.3.1.2** The exposure time for coupons and probes in the stream is based on the type of gas or liquid, velocity of its flow, objective of the survey, and the expected corrosion rates. Part 192-477 of the U.S Code of Federal Regulations, Title 49 states, "If corrosive gas is being transported, coupon or other suitable means must be used to determine the effectiveness of the steps taken to minimize internal corrosion. Each coupon or other means of monitoring internal corrosion must be checked two times each calendar year, but with intervals not exceeding seven and a half months."<sup>10</sup>

**4.3.1.3** Coupons or probe results may be more difficult to interpret when coupons or probes are installed in systems in which the gas or liquid contains sufficient amounts of paraffin or other insoluble materials that may deposit on the coupon.

**4.3.1.4** Coupons or probes using various techniques (NACE Publication 3T199<sup>6</sup>) of operation and installation are used for periodic and continuous result.

**4.3.1.5** Intrusive coupons or probes would prevent pigging of a pipeline segment.



penyalur.

#### 4.4 Pengambilan sampel dan analisis kimia

**4.4.1** Sampel yang mewakili sebaiknya diambil sewaktu masih dapat digunakan untuk menentukan kandungan besi, kandungan mangan, pH, dan konsentrasi konstituen korosi yang signifikan dalam gas atau cair dan

**4.4.1.1** Sampel sebaiknya diambil hanya oleh personel yang berpengalaman atau oleh seseorang yang telah diberi tahu mengenai prosedur pengambilan yang tepat.

**4.4.1.2** Katup, tap, kontainer, dan lingkungan yang bersih diperlukan dalam pengambilan sampel.

**4.4.1.3** Apabila ada cairan air di dalam sistem, analisis dapat dilakukan untuk CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, bakteri, asam, dan konstituen korosi lainnya<sup>11,12</sup>. Analisis CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S sebaiknya dibuat dalam fasa gas. Lihat Lampiran B untuk metode analisis untuk masing-masing yang di atas.

**4.4.1.4** Analisis untuk menentukan senyawa yang tak dikehendaki dalam gas atau cairan, seperti yang menyebabkan pengerasan dan penyumbatan dilakukan secara berkala.

**4.4.1.5** Frekuensi dan kelengkapan analisis kimia gas atau cairan apapun sebaiknya ditentukan oleh variasi dan jumlah gas atau cairan di dalam system pipa penyalur.

#### 4.5 Peralatan ILI

**4.5.1** Peralatan ILI dapat digunakan untuk mendeteksi kerusakan karena korosi. Mengacu ke NACE Standard RP0102 untuk informasi peralatan tersebut.

**4.5.1.1** Korelasi antara indikasi korosi pada log dan aktual dengan jarak sebenarnya dipermukaan sangatlah penting untuk dapat menentukan secara tepat letak korosi.

#### 4.4 Sampling and Chemical Analysis

**4.4.1** Representative samples should be taken when they can be used to determine the iron count, manganese count, pH, and concentrations of significant corrosive constituents in the gas or liquid and for performance tests

**4.4.1.1** Samples should be taken only by experienced personnel or by those who have been instructed in the proper procedures.

**4.4.1.2** Clean valves, spigots, containers and sampling environment are necessary for taking dependable samples.

**4.4.1.3** If liquid water is present in the system, analyses may be made for CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, bacteria, acids, and other corrosive constituents.<sup>11,12</sup> Analysis of CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S should be made in the gaseous phase. See Appendix B for methods of analysis for each of preceding.

**4.4.1.4** Analyses to determine other undesirable compounds in the gas or liquid, such as those that cause scaling and plugging, may be made periodically.

**4.4.1.5** The frequency and comprehensiveness of chemical analysis of any gas or liquid should be determined by the variations and quantities of the gases or liquids in the pipeline system.

#### 4. ILI Tools

**4.5.1** ILI tools may be employed for detecting corrosion damage. Refer to NACE Standard RP0102 for information on these tools.

**4.5.1.1** Correlation between corrosion indications on the log and actual distances on the ground is vital to enable exact determination of corrosion sites.



**4.5.1.2** Verifikasi diperlukan untuk mengkonfirmasi keakuratan inspeksi.

#### **4.6 Pengukuran penurunan tekanan**

**4.6.1** Perubahan dalam pengukuran penurunan tekanan pada suatu segmen pipa penyalur dapat mengindikasikan korosi atau akumulasi deposit dan harus diperiksa.

### **5 Metoda untuk mengontrol korosi internal**

#### **5.1 Pendahuluan**

**5.1.1** Bab ini menjelaskan praktek yang diterima untuk kontrol korosi internal pada pipa penyalur dan sistem perpipaan baja.

**5.1.2** Jika pengalaman menunjukkan bahwa produk yang disalurkan, khususnya dalam perpipaan distribusi, tidak korosif terhadap sistem perpipaan, beberapa atau semua pertimbangan ini dapat ditolak

#### **5.2 Pembersihan saluran**

**5.2.1** *Pig* pembersih digunakan untuk meningkatkan dan memelihara kebersihan pipa bagian internal dengan membuang kontaminan dan deposit di dalam pipa. Pembersihan saluran secara periodik dengan *pig* dapat digunakan di samping langkah mitigasi korosi lainnya, seperti inhibisi kimia atau dehidrasi. Beberapa keadaan korosif yang dapat diperbaiki paling tidak dengan menggunakan *pigging* mencakup:

**5.2.1.1** Air dan fluida lain yang tersingkirkan dari gas dan cairan yang disalurkan karena kurangnya kecepatan aliran masuk, aliran tersendat atau perubahan kelarutan akibat tekanan/temperatur. Fluida ini dapat mengandung oksigen, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, garam, asam, dan bahan-bahan korosif lainnya.

**5.2.1.2** Endapan lepas, termasuk produk korosi, kerak, pasir, kotoran yang menyebabkan terbentuknya sel korosi lokal pada kuadran bawah pipa bagian dalam, terutama yang berhubungan dengan

**4.5.1.2** Verification is necessary to confirm the accuracy of the inspection.

#### **4.6 Pressure Drop Measurements**

**4.6.1** Changes in pressure drop measurements across a given segment of a pipeline can be indications of corrosion or deposit accumulations and shall be investigated.

### **5 Methods for controlling internal corrosion**

#### **5.1 Introduction**

**5.1.1** This section describes accepted practices for the control of internal corrosion in steel pipelines and piping systems.

**5.1.2** If past experience has shown that the products being transported, particularly in distribution piping, are not corrosive to the system, some or all of these consideration may be rejected.

#### **5.2 Line Cleaning Pigging**

**5.2.1** Cleaning pigs are used to improve and maintain internal pipe cleanliness by removing contaminants and deposits within the pipe. Periodic line cleaning with pigs can be used in conjunction with other corrosion mitigation measures such as chemical inhibition or dehydration. Some corrosive situations that can be remedied at least in part by pigging include:

**5.2.1.1** Water and other fluids that settle out of the transported liquid and gas due to insufficient flow velocity for entrainment, intermittent flow, or pressure/temperature related solubility changes. These fluids can contain oxygen, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, salts, acids, and other corrosives.

**5.2.1.2** Loose sediment, including corrosion products, scale, sand, and dirt, that may promote formation of local corrosion cells on the pipe's bottom quadrant, especially in conjunction with conditions in Paragraph 5.



kondisi yang dijelaskan pada Paragraf 5.2.1.1.

**5.2.1.3** Produk korosi, lilin, atau deposit padat lainnya yang menempel pada dinding pipa yang dapat secara aktif menutupi area terkorosi, sehingga membatasi keefektifan mitigasi korosi lainnya seperti inhibisi kimia.

**5.2.2** Berbagai desain *pig* tersedia dengan tingkat kemampuan membersihkan yang berbeda-beda. Untuk membuang kontaminan yang menempel, ada yang memiliki pisau baja berbeban pegas, sikat kawat, permukaan abrasif. Desain yang lain adalah bola semi-kaku dan non-logam. Disamping itu, *pig* fleksibel dapat melewati dengan berbagai ukuran dan dapat melewati *short radius bends*.

**5.2.3** Pemilihan jenis *pig* tergantung pada hal-hal berikut:

- a. Kemampuan *pig* untuk menghilangkan kontaminan yang ada.
- b. Kemampuan melewati segmen pipa.
- c. Kelayakan penggunaan dari segi operasi. Kemungkinan permasalahan boleh jadi ada bilamana *pig* melewati saluran yang memiliki *quill*, *probe*, kupon, atau sesuatu yang menonjol ke dalam saluran yang akan mempengaruhi *pig*.
- d. Keberadaan *film* inhibitor korosi atau pelapis

### **5.3 Pembuangan konstituen korosif dari gas atau cairan.**

**5.3.1** Apabila gas atau cairan yang dialirkan mengandung air dalam jumlah yang cukup sehingga menyebabkan korosi, maka dapat dilakukan dehidrasi.

**5.3.1.1** *Free Water* yang terikut dalam minyak mentah dan produknya dapat dibuang dengan cara mengendapkannya di dalam lokasi penampungan dengan menggunakan separator, *coalescer*, atau penyaring pasir

**5.3.1.2** Air yang terikut dalam gas dapat

2. 1. 1.

**5.2.1.3** Corrosion products, wax, or other solid deposits adhering to the pipe wall that can shield actively corroding areas, thereby limiting effectiveness of other corrosion mitigation measures, such as chemical inhibition.

**5.2.2** A variety of pig designs with differing degrees of line cleaning capability are available. Some have spring-loaded steel knives, wire brushes, abrasive grit surfaces, for removal of adhering contaminants. Others are semi-rigid, non-metallic spheres. In addition, flexible foam pigs can traverse line pipe of different sizes and can pass through short radius bends.

**5.2.3** The choice of pig type depends on the following:

- a. Ability of pig to remove contaminants present.
- b. Ability to traverse pipe segment.
- c. Feasibility of its use from an operations stand point. Possible problems may exist when a pig is run in a line that has any quill, probe, coupon, or anything that protrudes into the line that could interfere with the pig.
- d. Presence of corrosion inhibitor films or coatings.

### **5.3 Removal of corrosive constituents from the gas or liquid**

**5.3.1** Dehydration of the gas or liquid being transported can be used when water is present in amounts sufficient to cause corrosion problems.

**5.3.1.1** Free water associated with crude oil and products may be removed by settling out at storage locations or by using water separators, coalescers, or sand filter.

**5.3.1.2** Water associated with gas can be



dibuang di berbagai lokasi dalam sistem dengan separator air atau berbagai macam dehidrator (glikol, atau desikan kering). Kontrol titik embun dapat digunakan untuk mencegah terbentuknya *free water* yang tidak dikehendaki di dalam sistem.

**5.3.2** Deaerasi dapat digunakan untuk membuang oksigen dari komoditas. Sehubungan dengan deaerasi, sistem pipa penyalur secara keseluruhan sebaiknya diteliti dimana udara dapat masuk atau kontak dengan cairan. Desain peralatan sangat penting untuk memastikan agar udara tidak dapat memasuki sistem.

**5.3.2.1** Bahan kimia pengikat oksigen seperti alkalin sulfit, atau deaerasi vakum dapat digunakan untuk menurunkan kandungan oksigen komoditas sampai ke tingkat yang diinginkan.<sup>13,14</sup> Efektivitas bahan kimia pengikat oksigen ini kerap kali dibatasi dengan adanya  $H_2S$ .

**5.3.3** Konstituen korosif lain seperti gas asam ( $H_2S$ ,  $CO_2$ , dan asam organik dengan berat molekul rendah, seperti, asam propionat dan asetat), dapat dibuang dari gas atau cairan dengan *stripper* gas asam dan *scrubber*.

## 5.4 Inhibisi korosi

**5.4.1** Penambahan inhibitor korosi sebaiknya dipertimbangkan sebagai langkah pencegahan korosi sewaktu mengalirkan gas atau cairan yang korosif.

**5.4.2** Berbagai tipe dan formula inhibitor korosi - dengan karakteristik kimia, fisika, dan cara penanganannya masing-masing - tersedia secara komersial. Paket inhibitor korosi berisikan satu atau lebih inhibitor, surfaktan, dan pelarut. Inhibitor dapat diklasifikasikan sebagai katoda, anoda, atau kedua-duanya.<sup>15,16</sup> Inhibitor berisikan fosfor (seperti, fosfat ester atau fosfonat) adalah anionik dan digunakan untuk pencegahan korosi dari oksigen dengan ppm rendah. Inhibitor kationik berisikan nitrogen dan memiliki muatan positif (seperti, senyawa yang mengandung amin) digunakan untuk pencegahan korosi  $H_2S$  dan  $CO_2$ . Nitrogen yang mengandung senyawa dengan karbon rantai panjang

removed at various locations in the system by water separators, by refrigeration, or by dehydrators of various types (glycol, or dry desiccant). Dewpoint control can be used to prevent the formation of free water in the system.

**5.3.2** Deaeration can be used to remove oxygen in the commodity. In conjunction with deaeration, the entire pipeline system should be searched for points at which air may enter or otherwise contact the liquid. Careful equipment design is important to ensure that air does not enter the system.

**5.3.2.1** Oxygen scavenging chemicals, such as alkaline sulphites or vacuum deaeration can be used to lower the oxygen content of the commodity to suitable levels.<sup>13,14</sup> Effectiveness of oxygen scavenging chemicals is often limited in the presence of  $H_2S$ .

**5.3.3** Other corrosive constituents, such as acidic gases ( $H_2S$ ,  $CO_2$ , and low-molecular-weight organic acids, e.g., acetic and propionic acids) can be removed from the gas or liquids by acid gas strippers and scrubbers.

## 5.4 Corrosion inhibition

**5.4.1** Addition of corrosion inhibitors should be considered as a corrosion mitigation measure when corrosive gas or liquid are transported.

**5.4.2** Numerous types and formulations of corrosion inhibitors – each with various chemical, physical, and handling characteristics – are commercially available. A corrosion inhibitor package contains one or more inhibitors, surfactants, and solvents. The inhibitor can be classified as anodic, cathodic, or both.<sup>15,16</sup> Inhibitors containing phosphorous (e.g., phosphate esters or phosphonates) are anionic and used to mitigate corrosiveness of low ppm levels of oxygen. Cationic inhibitors containing nitrogen and carrying a positive charge (e.g., amine-containing compounds) are used to mitigate  $H_2S$  and  $CO_2$  corrosion. Nitrogen containing compounds with long carbon chains (e.g., imidazolines)



(seperti, imidazolin) dapat bertindak sebagai inhibitor anoda atau katoda. Inhibitor sebaiknya larut dalam cairan yang dialirkan untuk meyakinkan inhibitor dapat mencapai daerah yang dibutuhkan. Sebagian besar di sistem gas kering, inhibitor sebaiknya diaplikasikan sebagai perlakuan *batch* diantara dua *pig*.

**5.4.3** Yang terpenting dalam memilih inhibitor adalah pemahaman yang benar terhadap masalah korosi dan penyebabnya. Pemilihan selanjutnya lebih banyak tergantung pada kesesuaian dengan gas atau cairn dan bahan tambahan lain, kemudahan penanganan dan injeksi, dan kemungkinan dampak negatif dalam proses hilir.

**5.4.4** Uji laboratorium, uji lapangan, pengalaman industri, dan rekomendasi pemanufaktur inhibitor dapat bermanfaat untuk pemilihan inhibitor dalam hal efektivitas, tingkat kelarutan, kesesuaian, atau laju injeksi yang diperlukan.<sup>17,18,19,20,21</sup>

**5.4.5** Untuk meningkatkan efektivitas inhibitor dalam rangka program inhibisi, pertimbangan sebaiknya diarahkan pada penggunaan prosedur pencegahan korosi lain seperti pembersihan saluran, atau dehidrasi, sesuai dengan program inhibisi

## 5.5 Lapisan Internal atau *Lining*

**5.5.1** Lapisan internal pipa penyalur sebaiknya dipertimbangkan sebagai ukuran kontrol korosi internal. Lapisan internal sebaiknya juga dipertimbangkan untuk daerah tertentu seperti stasiun manifold perpipaan atau saluran pengumpul berdiameter kecil, apabila cara-cara ukuran kontrol korosi lainnya tidak layak atau tidak ekonomis.

**5.5.2** Lapisan sebaiknya memiliki resistensi yang memadai terhadap pengaruh dari gas atau cairan yang dialirkan, dan juga oleh kontaminan, bahan-bahan korosif, atau aditif. Mutu gas atau cairan yang dialirkan tidak boleh dikompromikan.

**5.5.3** Lapisan dan *lining* seperti epoksi,

can act as a cathodic and anodic inhibitor. The inhibitor should be soluble in the liquid being transported to ensure the inhibitor can get to the area where it is needed. In predominantly dry gas systems, the inhibitor should be applied as a batch treatment between two pigs.

**5.4.3** Of foremost importance in choosing a corrosion inhibitor is a firm understanding of the corrosion problem and its cause. The choice further depend on compatibility with the gas or liquid and other additives, ease of handling and injection, and possible adverse effects on downstream processes.

**5.4.4** Laboratory tests, field tests, industry experience, and inhibitor manufacturer's recommendations can be useful for screening inhibitors as to their effectiveness, degree of solubility, compatibility, or required injection rates.<sup>17,18,19,20,21</sup>

**5.4.5** To increase inhibitor effectiveness, consideration should be given to the use of other corrosion mitigation procedures, such as line cleaning or dehydration, in conjunction with the inhibition program.

## 5.5 Internal coating or lining

**5.5.1** Internal coating of pipelines should be considered as an internal corrosion control measure. Internal coating should also be considered for selected areas, such as in station manifold piping or small diameter gathering lines, where it is not feasible or economical to use other corrosion control measures.

**5.5.2** The coating should have suitable resistance to attack by the gas or liquid being transported, as well as by any contaminants, corrosives, or additive contained in it. The quality of the transported gas or liquid should not be compromised.

**5.5.3** Coatings and linings such as epoxies,



semen atau beton, plastik, atau senyawa logam, dapat digunakan untuk aplikasi tertentu.

**5.5.4** Pelapisan internal dapat dilaksanakan satu per satu di pabrik atau sekaligus setelah terpasang di lapangan. Di manapun pelapisan dilaksanakan, kinerjanya tergantung pembersihan pipa dan persiapan permukaan yang memadai serta penerapan prosedur aplikasi yang tepat.<sup>22,23</sup>

**5.5.5** Pelapisan internal di pabrik dapat diinspeksi secara elektrik; namun, verifikasi integritas pelapisan yang dilaksanakan di lapangan biasanya tidak mudah dilakukan. Pengecekan setempat dengan memotong kupon atau mengambil *spool* uji sering digunakan<sup>24</sup>. Apabila pelapisan *holiday free* tidak terjamin serta diantisipasi adanya kemungkinan korosi dari komoditas yang agresif, maka cara pencegahan korosi yang lain seperti inhibisi kimia, mungkin diperlukan untuk mengendalikan korosi internal yang memadai.

## **6 Mengevaluasi keefektifan metoda kontrol korosi**

### **6.1 Pendahuluan**

**6.1.1** Bab ini merekomendasikan berbagai teknik yang digunakan untuk mengevaluasi keefektifan metoda kontrol korosi pada sistem pipa penyalur. Beberapa metoda digunakan untuk mengevaluasi keefektifan pengukuran kontrol korosi boleh digunakan metoda yang sama untuk mendeteksi korosi (lihat bab 4).

### **6.2 Kupon dan *probe* (lihat juga paragraf 4.3) dan 33.9.1)**

**6.2.1** Kupon dan *probe* dapat digunakan untuk menentukan efektivitas metoda kontrol korosi yang dipakai.

**6.2.2** Kupon dan *probe* sebaiknya ditempatkan pada tempat dalam sistem sehingga menghasilkan pengukuran korosi yang berarti.

**6.2.3** Kupon dan *probe* yang digunakan

cement or concrete, plastics, or metallic compounds can be used for selected applications.

**5.5.4** Internal coating can be accomplished joint-by-joint at a coating plant or by coating entire line segments in-place. Regardless of where coating takes place coating performance is dependent on suitable pipe cleaning and surface preparation as well as use of proper application procedures.<sup>22,23</sup>

**5.5.5** Plant applied internal coatings can be electrically inspected; however, verification of in-place coating integrity is not usually feasible. Spot checks by cutting coupons or removing test spools are often used for this purpose.<sup>24</sup> When a holiday-free coating cannot be guaranteed and aggressive corrosive service is anticipated, additional corrosion mitigation measures, such as chemical inhibition, may be required to control internal corrosion adequately.

## **6 Evaluating the effectiveness of corrosion control methods**

### **6.1 Introduction**

**6.1.1** This section recommends multiple techniques to be used to evaluate the effectiveness of corrosion control methods in pipeline system. Some of the methods used to evaluate the effectiveness of corrosion control measures may be the same methods used for corrosion detection (see section 4).

### **6.2 Coupons and probes (see also Paragraphs 4.3 and 33.9.1)**

**6.2.1** Coupons and probes can be used to determine the effectiveness of corrosion control methods employed.

**6.2.2** Coupons and probes should be positioned at points within the system to provide meaningful corrosion related measurements.

**6.2.3** Coupons and probes that the are



sebaiknya memberikan pengukuran yang mewakili dan dapat direproduksi untuk aplikasi tertentu.

**6.2.4** Hasil kupon dan *probe* dapat bermanfaat untuk menentukan perubahan kondisi korosi berkenaan dengan waktu. Hasilnya dapat digunakan untuk mengidentifikasi perubahan pada tingkat korosivitas gas atau cairan dikarenakan perubahan pada parameter operasi atau program perlakuan kimia. Prosedur persiapan, pemasangan, dan analisis korosi kupon logam atau peralatan monitoring lainnya dapat dilihat pada NACE standard RP0775.4.

**6.2.5** Waktu pemaparan kupon dan probe berdasarkan tipe gas atau cairan, kecepatan lajunya, dan laju korosi yang diharapkan. "Jika gas korosif pada saat dialirkan, kupon atau cara yang sesuai harus digunakan untuk menentukan keefektifan tahapan yang diambil untuk meminimalkan korosi internal. Setiap kupon atau cara lain untuk memonitor korosi internal harus diperiksa dua kali setahun, tetapi dengan rentang waktu yang tidak melebihi tujuh setengah bulan."<sup>10</sup>

### **6.3 Pengambilan sampel dan analisis kimia (lihat juga paragraph 4.4 sebagai arah tambahan terkait pada pengambilan sampel dan analisis)**

**6.3.1** Pengambilan sampel gas atau cairan dapat digunakan untuk menentukan perubahan dalam media korosif yang dialirkan di dalam sistem pipa penyalur.

**6.3.1.1** Pengambilan sampel gas atau cairan sebaiknya dilakukan pada periode yang teratur.

### **6.4 Inspeksi visual (lihat juga paragraf 4.2)**

**6.4.1** Inspeksi visual terhadap kontaminan padat dapat digunakan untuk memonitor efektivitas proteksi.

**6.4.2** Perubahan volume atau berat produk korosi yang diambil dari *filter* dan *trap*

used should provide representative and reproducible measurements for the particular application.

**6.2.4** Coupon or probe results can be useful for determining time related changes in corrosive conditions. The results can be used to identify changes in the corrosiveness of gas or liquid due to changes in operating parameters or chemical treatment programs. Procedures for preparing, installing, and analyzing metallic corrosion coupons or other monitoring devices can be found in NACE Standards RP0775.4

**6.2.5** The exposure time for coupons and probes is based on the type of gas or liquid, velocity of its flow, and the expected corrosion rates. Part 192-477 of the U.S. Code of Federal Regulations, Title 49 states, "If corrosive gas is being transported, coupons or suitable means must be used to determine the effectiveness of the steps taken to minimize internal corrosion. Each coupon or other means of monitoring internal corrosion must be checked two times each calendar year, but with intervals not exceeding seven and a half months."<sup>10</sup>

### **6.3 Sampling and Chemical Analysis (see also Paragraph 4.4 for additional direction regarding sampling and analysis)**

**6.3.1** Gas or liquid sampling can be used to determine a change in the corrosive medium being transported in the pipeline system.

**6.3.1.1** Gas or liquid sampling should be performed at regular periods.

### **6.4 Visual inspection (see also Paragraph 4.2)**

**6.4.1** Visual inspection of solid contaminants may be used to monitor protection effectiveness.

**6.4.2** Changes in volume or weight of corrosion products removed from filters and



dapat mengindikasikan adanya variasi dalam pencegahan korosi.

## **6.5 Metoda fisik**

**6.5.1** Monitor secara berkala (magnetik, elektronik, ultrasonik, atau radiografi) dapat bermanfaat pada beberapa sistem pipa penyalur.

**6.5.1.1** Pengetahuan yang memadai tentang diameter, panjang, tipe sambungan, umur dan lokasi sistem pipa penyalur diperlukan untuk menentukan penggunaan metoda yang tepat.

**6.5.1.2** Pengukuran berikutnya sebaiknya dilakukan pada tempat yang sama. Dalam hal ini tidak meninggalkan penggabungan dari penambahan lokasi dimana pengukuran periodik berikutnya akan dibuat.

**6.5.2** Pengukuran penurunan tekanan pada segmen yang sama dalam pipa penyalur dapat dipergunakan untuk memonitor efektivitas program kontrol korosi.

## **7 Pengoperasian dan pemeliharaan sistem kontrol korosi internal**

### **7.1 Pendahuluan**

**7.1.1** Bab ini memberikan berbagai praktek untuk pengoperasian dan perawatan sistem pencegahan korosi internal.

### **7.2 Pembersihan saluran (lihat paragraf 5.2)**

**7.2.1** *Pig* yang dimasukkan ke dalam pipa penyalur harus bersih dan dalam keadaan baik.

**7.2.2** Frekuensi *pigging* sebaiknya memadai untuk menghilangkan kontaminan sebelum terjadinya kerusakan pipa internal karena korosi.

**7.2.3** Observasi rutin terhadap jenis dan jumlah kontaminan yang terambil harus dilakukan untuk mengevaluasi efisiensi *pigging*. Perubahan terhadap jenis dan frekuensi *pig* harus dilakukan untuk

traps can indicate variations in corrosion prevention.

## **6.5 Physical methods**

**6.5.1** Periodic monitoring (magnetic, electronic, ultrasonic, or radiographic) may be helpful on some pipeline systems.

**6.5.1.1** Adequate knowledge of the diameter, length, joint type, age, and location of the pipeline system is necessary to determine the appropriate method to be used.

**6.5.1.2** Subsequent measurements should be made at the same location. This does not preclude the incorporation of additional locations where future periodic measurements may be made.

**6.5.2** Pressure drop measurements on the same segment of pipeline can be used to monitor the effectiveness of the corrosion control program.

## **7 Operation and maintenance of internal corrosion control systems**

### **7.1 Introduction**

**7.1.1** This section provides practices for operation and maintenance of internal corrosion prevention systems.

### **7.2 Line Cleaning (see Paragraph 5.2)**

**7.2.1** Any pig inserted into a pipeline shall be clean and in good repair.

**7.2.2** Pigging frequency should be adequate to remove contaminants before internal pipe damage occurs due to corrosion.

**7.2.3** Routine observations of type and amount of contaminants removed shall be made to evaluate efficiency of pigging. Changes in pig type and frequency used shall be made to accomplish desired pipe



mendapatkan kebersihan pipa yang diinginkan.

**7.2.4** Perubahan musim mungkin memerlukan frekuensi *pigging* atau tipe *pig* yang digunakan. Temperatur yang lebih rendah selama musim dingin mungkin memerlukan penghilangan air atau lilin yang dapat menyebabkan terjadinya pembekuan, penyumbatan, atau masalah korosi.

### **7.3 Penggunaan inhibitor atau injeksi (lihat juga paragraf 5.4)**

**7.3.1** Inhibisi biasanya dapat dilakukan dengan salah satu dari dua metoda umum: perlakuan *batch* (tidak kontinyu) atau injeksi kontinyu, atau kombinasi dari keduanya.

**7.3.1.1** Metoda perlakuan *batch* yang dipilih biasanya dilakukan dengan memompakan sejumlah larutan inhibitor ke dalam saluran antara dua pig. Frekuensinya ditentukan oleh sisa efektivitas inhibitor setelah sejumlah tertentu komoditas dialirkan melalui pipa penyalur.

**7.3.1.2** Injeksi secara kontinyu meliputi penambahan sejumlah inhibitor secara konstan ke dalam gas atau cairan yang sedang dialirkan melalui pipa penyalur.

**7.3.2** Fasilitas injeksi berbeda-beda dalam desain dan operasinya. Secara umum, instalasi meliputi hal-hal sebagai berikut:

- (a) Bejana penampung inhibitor
- (b) Injektor (pompa, atau nosel)
- (c) Alat ukur (meter, atau gelas ukur terkalibrasi)
- (d) Pengendali aliran (*needle* atau katup) – pengendali dapat disatukan dengan injektor)
- (e) Hubungan ke pipa penyalur
- (f) Perpipaan, alat-alat listrik, dan *control hook-ups* yang terkait.

**7.3.2.1** Desain injektor yang sederhana

cleanliness.

**7.2.4** Seasonal changes may require a change in pigging frequency or type of pigs used. Lower temperatures during winter months may require removal of water or wax that might result in freezing, plugging, or corrosion problems.

### **7.3 Inhibitor treatment or injection (see also Paragraph 5.4)**

**7.3.1** Inhibition can usually be accomplished by one of two general methods: batch (intermittent) treatment or continuous injection, or a combination of the two methods.

**7.3.1.1** The preferred batch treatment method normally entails pumping a slug of inhibitor solution through the line between two pigs. Frequency of the treatment is governed by the remaining effectiveness of the inhibitor after a specified amount of commodity has been moved through the line.

**7.3.1.2** Continuous injection consists of constant addition of a specific proportion of inhibitor to the gas or liquid being transported through the pipeline.

**7.3.2** Injection facilities vary in design and operation. In general, the installation includes the following:

- (a) Inhibitor storage vessel
- (b) Injector (pump, or nozzle)
- (c) Measurement device (meter, or calibrated sight glass)
- (d) Flow controller (needle or valve) – the control can be built into the injector)
- (e) Connection to the pipeline
- (f) Associated piping and electrical and control hook-ups.

**7.3.2.1** Injector designs as simple as gravity



seperti injektor gravitasi maupun yang lebih rumit seperti pompa injeksi kimia proporsional dan injektor venturi dapat digunakan dengan baik. Pompa tipe *positive displacement* yang kapasitasnya dapat diatur, banyak dipergunakan dalam sistem pipa penyalur cairan.

**7.3.2.2** Atomisasi inhibitor untuk menghasilkan kabut halus di dalam pipa penyalur dapat dicapai dengan *quill* injeksi atau venturi yang didesain dengan tepat. Leher venturi sebaiknya dibuat dengan ukuran yang sesuai untuk memperoleh gerakan gas dengan kecepatan praktis tertinggi (sonik).

**7.3.2.3** Perhatian harus diberikan terhadap lokasi injeksi terutama pada sistem perpipaan distribusi, sehingga kabut yang dihasilkan tidak mengganggu operasi dari *pilot operated regulatory system*.

**7.3.2.4** Material konstruksi untuk peralatan sebaiknya sesuai untuk pemakaian secara kontinyu selama kontak dengan inhibitor. Material yang direkomendasikan penyuplai kimia pada konstruksi sebaiknya digunakan. Baja tahan karat sebaiknya menjadi pilihan untuk perpipaan dengan diameter kecil atau tubing di mana sedikit karat saja akan dapat menyebabkan penyumbatan atau pemompaan cairan yang lebih kental akan semakin sulit. Jika inhibitor berbasis nitrogen (amin, amida dan nitrit), tembaga atau paduan tembaga sebaiknya dihindari karena bisa terjadi SCC. Material paking dan *non-metallic seal* harus dicek kesesuaiannya terhadap formulasi inhibitor.

**7.3.3** Titik injeksi sebaiknya dipilih agar memberikan keuntungan maksimum dalam sistem pipa penyalur. Penempatan titik injeksi pada sisi isap pompa dapat menghasilkan pencampuran yang lebih baik antara inhibitor dengan cairan karena adanya arus turbulensi oleh pompa. Injeksi melalui *tube* ke dalam pusat pipa penyalur juga dapat membantu pencampuran. Apabila digunakan venturi sebagai sebuah peralatan injeksi, maka penempatannya pada *by-pass* dengan diameter yang lebih kecil akan lebih baik karena aliran gas dengan kecepatan tinggi dapat

feed injectors as well as the more complex proportioning chemical injection pumps and venturi injectors can be used successfully. Adjustable capacity, positive displacement chemical pumps are widely used in liquid pipeline systems.

**7.3.2.2** Atomization of inhibitor to produce a fine mist of fog in gas pipelines can be achieved by properly designed injection quill or venturi. The venturi throat should be sized to attain gas movement at the highest practical (sonic) velocity.

**7.3.2.3** Care must be exercised in location of such systems, particularly in distribution piping, so that flow-borne mist will not adversely affect the operations of pilot operated regulatory systems.

**7.3.2.4** Material of construction for the equipment should be suitable for continuous service in contact with the inhibitor. The chemical supplier's recommended materials of construction should be used. Stainless steel should be considered for small diameter piping or tubing in which minor rusting could cause plugging or make pumping of more viscous liquids difficult. When nitrogen-based inhibitors (amines, amides, and nitrites) are handled, copper or copper base alloys should be avoided because SCC might result. Non-metallic seal and packing materials shall be checked for compatibility with the inhibitor formulation.

**7.3.3** Points of injection should be chosen to provide maximum benefit in the pipeline system. Injection on the suction side of pumps takes advantage of pump turbulence to promote mixing of inhibitor with fluid. Injection through a tube into the center of the pipeline also aids mixing. When a venturi is used as an injection device, installation in a smaller diameter by-pass is preferred because gas flow at high velocity can be maintained more easily.



dipertahankan lebih mudah.

**7.3.4** Pencampuran awal atau pengenceran inhibitor bisa memperbaiki penanganannya dan meningkatkan kecepatan pelarutan, terutama antara fase-fase yang tidak saling larut. Titik kerusakan injeksi dapat terjadi dikarenakan pH aditif terlalu rendah atau pembersihan pelarut meninggalkan deposit padat. Inhibitor yang kental dapat diencerkan dengan senyawa hidrokarbon yang sesuai untuk menurunkan viskositasnya, sehingga pemompaan lebih mudah dan pengukuran lebih akurat terutama untuk laju pemakaian yang rendah. Pencampuran air sebelum injeksi sangat membantu pencampuran inhibitor dengan air dalam aliran.

**7.3.5** Pencampuran awal dan pelarutan inhibitor sebaiknya dilakukan hanya jika penyuplai mengindikasikan tidak ada dampak kesulitan yang akan dihasilkan pada penanganan atau kinerja dari inhibitor. Dampak meliputi emulsifikasi, pemisahan, atau pembentukan padatan.

## **7.4 Pelapisan internal**

**7.4.1** Jika pipa penyalur yang diberi lapisan internal dibuka, lapisan tersebut harus diinspeksi. Daerah yang rusak harus diperbaiki untuk menjaga integritas lapisan secara keseluruhan. Jika kerusakan lapisan terlalu luas atau tidak memungkinkan untuk perbaikan, tindakan mitigasi tambahan harus dipertimbangkan jika tingkat keparahan korosi itu mengkhawatirkan.

## **8 Catatan kontrol korosi**

### **8.1 Pendahuluan**

**8.1.1** Bab ini menguraikan sistem catatan kontrol korosi yang dapat digunakan untuk mendokumentasikan data yang berkaitan dengan desain, instalasi, pengoperasian, perawatan, dan efektivitas ukuran kontrol korosi internal.

**8.2** Sehubungan dengan pertimbangan desain, hal-hal berikut harus dicatat:

**7.3.4** Premixing or dilution of the inhibitor can improve handling and promote more rapid dissolution, especially between immiscible phases. Injection point damage can occur due to low pH of the additive or flashing of solvents leaving a solid deposit. Viscous inhibitors can be diluted with a compatible, miscible hydrocarbon carrier to decrease viscosity, making pumping easier and metering more accurate, especially at low usage rates. Premixing water before injection greatly facilitates mixing of inhibitor with line water.

**7.3.5** Premixing and dilution of inhibitor should be performed only if the supplier indicates no adverse impacts on the handling or performance of the inhibitor will result. Impacts can include emulsification, separation, or the formation of solids.

## **7.4 Internal coating**

**7.4.1** If an internally coated pipeline is opened, the coating shall be inspected. Damaged areas shall be suitably repaired, if at all feasible, to maintain overall coating integrity. If coating damage is too widespread or repair is otherwise not feasible, supplemental mitigation measures shall be considered if the severity of anticipated corrosion of exposed pipe warrants.

## **8 Corrosion control records**

### **8.1 Introduction**

**8.1.1** This section describes a system of corrosion control records that can be used to document data pertinent to the design, installation, operation, maintenance, and effectiveness of internal corrosion control measures.

**8.2** Relative to design considerations, the following shall be recorded:



**8.2.1** Analisis gas atau cairan termasuk kandungan pengotor.

**8.2.2** Pertimbangan untuk desain fisik termasuk ukuran pipa, ketebalan dinding, grade, kecepatan aliran, perubahan ukuran saluran, pelapisan internal, dan tipe.

**8.2.3** Pertimbangan untuk perlakuan seperti dehidrasi, deaerasi, kimia, pelapisan internal, dan fasilitas monitoring.

**8.3** Sehubungan dengan pendeteksian, pengontrolan, pengevaluasian masalah korosi, dan pemeliharaan dalam pengoperasian, hal-hal berikut harus dicatat:

**8.3.1** Inspeksi visual oleh personel yang berkualifikasi termasuk pertimbangan dalam paragraf 4.2 apabila sistem perpipaan dibuka.

**8.3.2** Inspeksi dan uji *probe*, kupon, dan alat-alat monitor yang lain seperti berbagai sampel, analisis kimia, hasil bakteri, dan penggunaan alat-alat inspeksi internal.

**8.3.3** ILI dan pembersihan saluran *pig* termasuk tanggal, tipe *pig*, jumlah air dan bahan padat yang diambil dari lokasi.

**8.3.4** Nama dan kuantitas inhibitor, biosida, dan kimia lainnya yang digunakan.

**8.3.5** Catatan kebocoran dan kegagalan.

**8.2.1** Analysis of gas or liquid, including impurity content.

**8.2.2** Physical design consideration including pipe size, wall thickness, grade, flow velocity, line size changes, internal coating, and type.

**8.2.3** Considerations for treatment such as dehydration, deaeration, chemicals, internal coatings, and monitoring facilities.

**8.3** Relative to detecting, controlling, evaluating the corrosion problems, and operating maintenance, the following shall be recorded:

**8.3.1** Visual inspections by qualified personnel, including a consideration of Paragraph 4.2 whenever a piping system is opened.

**8.3.2** Inspection and test of probes, coupons, and other monitoring devices such as samples, chemical analysis, bacteria results, and internal inspection tool runs.

**8.3.3** In-line inspection and line cleaning pPig runs including date, type of pig, and amounts of water and solids removed by locations.

**8.3.4** Name and quantity of inhibitor, biocide, and other chemicals used.

**8.3.5** Leak and failure records.



## Reference

1. Engineering Data Book, 11th ed., (Tulsa, OK: GPSA(3)).
2. M. Wicks, J.P. Fraser, "Entrainment of Water in Flowing Oil," *Materials Performance* 14, 5 (1975): p. 9.
3. API RP 14E (latest revision), "Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems" (Washington, D.C.: API).
4. NACE Standard RP0775 (latest revision), "Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations" (Houston, TX: NACE).
5. T.G. Braga, R.G. Asperger, "Engineering Considerations for Corrosion Monitoring of Gas Gathering Pipeline Systems," *CORROSION/87*, paper no. 48 (Houston, TX: NACE, 1987).
6. NACE Publication 3T199 (latest revision), "Techniques for Monitoring Corrosion Related Parameters in Field Application" (Houston, TX: NACE).
7. NACE Standard RP0102 (latest revision), "In-Line Inspection of Pipelines" (Houston, TX: NACE).
8. O. Moghissi, B. Cookingham, L. Perry, N. Sridhar, "Internal Corrosion Direct Assessment of Gas Transmission Pipelines—Application," *CORROSION/2003*, paper no. 03204 (Houston, TX: NACE, 2003).
9. ASTM G 1 (latest revision), "Preparing, Cleaning and Evaluating Corrosion Test Specimens" (West Conshohocken, PA: ASTM).
10. U.S. Code of Federal Regulations (CFR) Title 49, "Internal Corrosion Control; Monitoring," Part 192.477 (Washington, DC: Office of the Federal Register,(4) 1995).
11. ASTM D 3370 (latest revision), "Sampling Water from Closed Conduits" (West Conshohocken, PA).
12. ASTM D 4515 (latest revision), "Estimation of Holding Time for Water Samples Containing Organic Constituents" (West Conshohocken, PA: ASTM).
13. B.L. Carlberg, "Vacuum Deaeration—A New Unit Operation for Water Flood by Vacuum Deaeration," *SPE(5)- AIME(6) Meeting*, paper no. SPE-6096 (Richardson, TX: SPE, 1976).
14. NACE Standard RP0278 (withdrawn), "Design and Operation of Stripping Columns for Removal of Oxygen from Water" (Houston, TX: NACE).
15. S. Papavinasam, "Corrosion Inhibitor," in *Uhlig's Corrosion Handbook*, 2nd ed., R.W. Revie, ed. (New York, NY: John Wiley and Sons Inc., 2000), p. 1089.
16. V.S. Sastri, *Corrosion Inhibitors, Principles and Applications* (New York, NY: John Wiley and Sons, 1998).
17. NACE Publication 5A195 (latest revision), "State-of-the-Art Report on Controlled-Flow Laboratory Corrosion Test" (Houston, TX: NACE).
18. NACE Publication ID196 (latest revision), "Laboratory Test Methods for Evaluating Oilfield



Corrosion Inhibitors" (Houston, TX: NACE).

19. ASTM G 170.01a (latest revision), "Evaluating and Qualifying Oilfield and Refinery Corrosion Inhibitors in the Laboratory" (West Conshohocken, PA: ASTM).

20. ASTM G 184 (latest revision), "Standard Practice for Evaluating and Qualifying Oil Field and Corrosion Inhibitors Using Rotating Cage" (West Conshohocken, PA: ASTM).

21. ASTM G 185 (latest revision), "Standard Practice for Evaluating and Qualifying Oil Field and Corrosion Inhibitors Using the Rotating Cylinder Electrode" (West Conshohocken, PA: ASTM).

22. NACE Standard RP0191 (latest revision), "The Application of Internal Plastic Coatings for Oilfield Tubular Goods and Accessories" (Houston, TX: NACE).

23. NACE Standard RP0291 (latest revision), "Care, Handling, and Installation of Internally Plastic-Coated Oilfield Tubular Goods and Accessories" (Houston, TX: NACE).

24. NACE Standard TM0186 (latest revision), "Holiday Detection of Internal Tubular Coatings of 250 to 760  $\mu\text{m}$  (10 to 30 mils) Dry-Film Thickness" (Houston, TX: NACE).

25. API 2544 (latest revision), "Method of Test for API Gravity of Crude Petroleum and Petroleum Products—Hydrometer Method" (Washington, DC: API).

26. NACE Standard TM0194 (latest revision), "Field Monitoring of Bacterial Growth in Oilfield Systems" (Houston, TX: NACE).

27. ASTM D 1945 (latest revision), "Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography" (West Conshohocken, PA: ASTM).

28. ASTM D 513 (latest revision), "Standard Test Method for Total and Dissolved Carbon Dioxide in Water" (West Conshohocken, PA: ASTM).

29. ASTM D 512 (latest revision), "Chloride Iron in Water" (West Conshohocken, PA: ASTM).

30. ASTM D 4658 (latest revision), "Standard Test Method for Sulfide Ion in Water" (West Conshohocken, PA: ASTM).

31. ASTM D 4810 (latest revision), "Standard Test Method for Hydrogen Sulfide in Natural Gas Using Length-of-Stain Detector Tubes" (West Conshohocken, PA: ASTM).

32. B. Hedges, L. McVeigh, "The Role of Acetate in CO<sub>2</sub> Corrosion: The Double Whammy," CORROSION/99, paper no. 21 (Houston, TX: NACE, 1999).

33. J. Crolet, N. Thevenot, A. Dugstad, "Role of Free Acetic Acid on the CO<sub>2</sub> Corrosion of Steels," CORROSION/99, paper no. 24 (Houston, TX: NACE, 1999).

34. ASTM D 888 (latest revision), "Standard Test Methods for Dissolved Oxygen in Water" (West Conshohocken, PA: ASTM).

35. ASTM D 1796 (latest revision), "Standard Test Method for Water and Sediment in Fuel Oils by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure)" (West Conshohocken, PA: ASTM).

36. ASTM D 5907 (latest revision), "Standard Test Method for Filterable and Nonfilterable Matter in Water" (West Conshohocken, PA: ASTM).



37. ASTM D 5504 (latest revision), "Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence" (West Conshohocken, PA: ASTM).
38. ASTM D 3227 (latest revision), "Standard Test Method for (Thiol Mercaptan) Sulfur in Gasoline, Kerosene, Aviation Turbine, and Distillate Fuels (Potentiometric Method)" (West Conshohocken, PA: ASTM).
39. ASTM D 6304 (latest revision), "Standard Test Method for Determination of Water in Petroleum Products, Lubricating Oils, and Additives by Coulometric Karl Fisher Titration" (West Conshohocken, PA: ASTM).
40. H. Byars, Corrosion Control in Petroleum Production, 2nd ed. (Houston, TX: NACE, 1999).
41. C. de Waard, U. Lotz, "Prediction of CO<sub>2</sub> Corrosion of Carbon Steel," CORROSION/93, paper no. 69 (Houston, TX: NACE, 1993).
42. C. de Waard, U. Lotz, A. Dugstad, "Influence of Liquid Flow Velocity on CO<sub>2</sub> Corrosion—A Semi-Empirical Model," CORROSION/95, paper no. 128 (Houston, TX: NACE, 1995).
43. A. Anderko, R.D. Young, "A Model for Calculating Rates of General Corrosion of Carbon Steel and 13% Cr Stainless Steel in CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S Environments," CORROSION/2001, paper no. 86 (Houston, TX: NACE, 2001).
44. S. Nesic, M. Nordsveen, R. Nyborg, A. Strangeland, "A Mechanistic Model for CO<sub>2</sub> Corrosion with Protective Iron Carbonate Films," CORROSION/2001, paper no. 40 (Houston, TX: NACE, 2001).
45. NACE MR0175/ISO 15156 (latest revision), "Petroleum and natural gas industries—Materials for use in H<sub>2</sub>S-containing environments in oil and gas production" (Houston, TX: NACE).
46. A.K. Dunlop, "Stress Corrosion Cracking of Low Strength, Low Alloy Nickel Steels in Sulfide Environments," Corrosion 34, 88 (1978): p. 88.
47. L.W. Jones, Corrosion and Water Technology (Tulsa, OK: OGCI,(7) 1992), p. 20.
48. R.A. Pisigan Jr, J.E. Singley, "Evaluation of Water Corrosivity Using the Langelier Index and Relative Corrosion Rate Models," Materials Performance 24, 4 (1985): p. 26.



**Lampiran A**  
(Informatif)  
**Tipikal Spesifikasi Kualitas Gas**

**Oksigen:** kandungan oksigen tidak boleh melebihi 0,1% volume gas, dan perusahaan harus berusaha agar gas atau cairan bebas dari oksigen.

**Hidrogen sulfida (H<sub>2</sub>S):** Kandungan H<sub>2</sub>S tidak boleh lebih dari 5,7 mg/m<sup>3</sup> (0,25 grains/100 ft<sup>3</sup>). CATATAN : 1 grain/100 ft<sup>3</sup> = 22,88 mg/m<sup>3</sup>.

**Merkaptan:** Gas tidak boleh memiliki kandungan lebih dari 5,7 mg/m<sup>3</sup> (0,25 grains/100 ft<sup>3</sup>) dari gas.

**Total Belerang:** Total kandungan belerang, termasuk merkaptan dan H<sub>2</sub>S, tidak boleh lebih dari 46mg/m<sup>3</sup> (2grains/100 ft<sup>3</sup>).

**Carbon dioksida (CO<sub>2</sub>):** Kandungan CO<sub>2</sub> tidak boleh melebihi 2% volume gas.

**Cairan :** Gas harus bebas dari air dan cairan lainnya pada temperatur dan tekanan pada saat gas dialirkan, dan gas tidak boleh mengandung hidrokarbon yang dapat mengembun menjadi cairan di dalam jaringan pipa pada kondisi normal, *in no event*, kandungan uap air lebih dari 112 kg/juta m<sup>3</sup> (7 lb/juta ft<sup>3</sup>).

CATATAN : 1 lb/juta ft<sup>3</sup> = 16 kg/juta m<sup>3</sup>

**Debu/ gums/ material padatan :** Gas komersial harus bebas dari debu, pembentukan *gums*, dan material padat lainnya.

**Nilai panas:** Gas yang dialirkan harus mencakup nilai rata-rata harian, bulanan atau tahunan kadar panas tidak boleh lebih kecil dari 36 MJ/m<sup>3</sup> (975 BTU/ft<sup>3</sup>) dan tidak boleh lebih besar dari 44 MJ/m<sup>3</sup> (1.175 BTU/ft<sup>3</sup>) pada kondisi kering.

**Temperatur:** Gas tidak boleh dialirkan pada temperatur lebih rendah dari 4,4°C

**Appendix A**  
(Nonmandatory)  
**Typical Gas Quality Specification**

**Oxygen:** The oxygen content shall not exceed 0.1 vol% of the gas, and the parties shall make reasonable efforts to maintain the gas or liquid free from oxygen.

**Hydrogen sulfide (H<sub>2</sub>S):** The H<sub>2</sub>S content shall not exceed 5.7 mg/m<sup>3</sup> (0.25 grains/100 ft<sup>3</sup>). NOTE: 1 grain/100 ft<sup>3</sup> = 22.88 mg/m<sup>3</sup>.

**Mercaptans:** The gas shall not contain more than 5.7 mg/m<sup>3</sup> (0.25 grains/100 ft<sup>3</sup>) of gas.

**Total sulfur:** The total sulfur content, including mercaptans and H<sub>2</sub>S, shall not exceed 46 mg/m<sup>3</sup> (2 grains/100 ft<sup>3</sup>).

**Carbon dioxide (CO<sub>2</sub>):** The CO<sub>2</sub> content shall not exceed 2 vol.% of the gas.

**Liquids:** The gas shall be free of water and other objectionable liquids at the temperature and pressure at which the gas is delivered, and the gas shall not contain any hydrocarbons that might condense to free liquids in the pipeline under normal conditions and shall, in no event, contain water vapor in excess of 112 kg/million m<sup>3</sup> (7 lb/million ft<sup>3</sup>).

NOTE: 1 lb/million ft<sup>3</sup> = 16 kg/million m<sup>3</sup>.

**Dust/gums/solid matter:** The gas shall be commercially free of dust, gum-forming constituents, and other solid matter.

**Heating value:** The gas delivered shall contain a daily, monthly, or yearly average heating content of not less than 36 MJ/m<sup>3</sup> (975 BTU/ft<sup>3</sup>) and not more than 44 MJ/m<sup>3</sup> (1,175 BTU/ft<sup>3</sup>) on a dry basis.

**Temperature:** The gas shall not be delivered at a temperature of less than



(40°F) dan tidak boleh lebih dari 49°C (120°F).

**Nitrogen:** Kandungan Nitrogen tidak boleh lebih dari 3% volume gas.

**Hydrogen:** Gas harus bebas dari carbon monoksida, halogen, atau hidrokarbon tak jenuh dan tidak kandungan hidrogen tidak boleh lebih dari 400 ppm.

**Isopentane dan rantai lebih berat:** Gas tidak boleh mengandung lebih dari 27 L/1000 m<sup>3</sup> (0,2 gal/1000 ft<sup>3</sup>) isopentane atau rantai hidrokarbon lebih berat lainnya.  
CATATAN : 1 gal/1000 ft<sup>3</sup> = 134 L/1000 m<sup>3</sup>.

**Spesifikasi kualitas kondensat :**

Kandungan Belerang : Kurang dari 0,05% dari berat kondensat.

Aspal : *Trace*

Api gravity : Minimum 35° API 25

**BS&W (Jumlah "Basic Sediment and Water" yang terkandung pada cairan) dan impuritis lainnya :** dari 0,5% dari kondensat.

4.4°C (40°F), and not more than 49°C (120°F).

**Nitrogen:** The nitrogen content shall not exceed 3 vol% of the gas.

**Hydrogen:** The gas shall contain no carbon monoxide, halogens, or unsaturated hydrocarbon and no more than 400 ppm of hydrogen in the gas.

**Isopentane and Heavier:** The gas shall not contain more than 27 L/1,000 m<sup>3</sup> (0.2 gal/1,000 ft<sup>3</sup>) of isopentane or heavier hydrocarbons.

NOTE: 1 gal/1,000 ft<sup>3</sup> = 134 L/1,000 m<sup>3</sup>.

**Condensate quality specification:**

Sulfur content: Less than 0.05% by weight of the condensate.

Asphaltenes: *Trace*

API gravity: Minimum 35° API 25

**B.S.&W. (The quantity of "basic sediment and water" contained in a liquid) and other impurities:** Less than 0.5% of the condensate.



(Informatif)

**Publications Providing Information  
Necessary for Determining the  
Quantity of Impurities**

(a) Bacteria  
NACE Standard TM0194 (latest revision),  
"Field Monitoring of Bacterial Growth in  
Oilfield Systems"<sup>26</sup>

(b) CO<sub>2</sub>  
ASTM D 1945 (latest revision), "Standard  
Test Method for Analysis of Natural Gas by  
Gas Chromatography"<sup>27</sup>

ASTM D 513 (latest revision), "Standard  
Test Methods for Total and Dissolved  
Carbon Dioxide in Water"<sup>28</sup>

(c) Chloride  
ASTM D 512 (latest revision), "Standard  
Test Methods for Chloride Ion in Water"<sup>29</sup>

(d) H<sub>2</sub>S  
ASTM D 4658 (latest revision), "Standard  
Test Method for Sulfide Ion in Water"<sup>29</sup>

ASTM D 4810 (latest revision), "Standard  
Test Method for Hydrogen Sulfide in  
Natural Gas Using Length-of-Stain  
Detector Tubes"<sup>31</sup>

ASTM D 1945 (latest revision), "Standard  
Test Method for Analysis of Natural Gas by  
Gas Chromatography"<sup>27</sup>

(e) Organic Acids  
B. Hedges, L. McVeigh, "The Role of  
Acetate in CO<sub>2</sub>  
Corrosion: The Double Whammy,"  
CORROSION/99, paper no. 21<sup>32</sup>

J. Crolet, N. Thevenot, A. Dugstad, "Role of  
Free Acetic Acid on the CO<sub>2</sub> Corrosion of  
Steels," CORROSION/99, paper no. 24<sup>33</sup>

(f) Oxygen  
ASTM D 888 (revisi terakhir), "Standard  
Test Method for Dissolved Oxygen in  
Water"<sup>34</sup>

ASTM D 1945 (revisi terakhir), "Standard  
Test Method for Analysis of Natural Gas by

(Nonmandatory)

**Publications Providing Information  
Necessary for Determining the  
Quantity of Impurities**

(a) Bacteria  
NACE Standard TM0194 (latest revision),  
"Field Monitoring of Bacterial Growth in  
Oilfield Systems"<sup>26</sup>

(b) CO<sub>2</sub>  
ASTM D 1945 (latest revision), "Standard  
Test Method for Analysis of Natural Gas by  
Gas Chromatography"<sup>27</sup>

ASTM D 513 (latest revision), "Standard  
Test Methods for Total and Dissolved  
Carbon Dioxide in Water"<sup>28</sup>

(c) Chloride  
ASTM D 512 (latest revision), "Standard  
Test Methods for Chloride Ion in Water"<sup>29</sup>

(d) H<sub>2</sub>S  
ASTM D 4658 (latest revision), "Standard  
Test Method for Sulfide Ion in Water"<sup>29</sup>

ASTM D 4810 (latest revision), "Standard  
Test Method for Hydrogen Sulfide in  
Natural Gas Using Length-of-Stain  
Detector Tubes"<sup>31</sup>

ASTM D 1945 (latest revision), "Standard  
Test Method for Analysis of Natural Gas by  
Gas Chromatography"<sup>27</sup>

(e) Organic Acids  
B. Hedges, L. McVeigh, "The Role of  
Acetate in CO<sub>2</sub>  
Corrosion: The Double Whammy,"  
CORROSION/99, paper no. 21<sup>32</sup>

J. Crolet, N. Thevenot, A. Dugstad, "Role of  
Free Acetic Acid on the CO<sub>2</sub> Corrosion of  
Steels," CORROSION/99, paper no. 24<sup>33</sup>

(f) Oxygen  
ASTM D 888 (latest revision), "Standard  
Test Method for Dissolved Oxygen in  
Water"<sup>34</sup>

ASTM D 1945 (latest revision), "Standard  
Test Method for Analysis of Natural Gas by



Gas Chromatography<sup>27</sup>

(g) Solids or precipitates

ASTM D 1796 (revisi terakhir), 'Standard Test Method for Water and Sediment in Fuel Oils by Centrifuge Method (Laboratory Procedure)'<sup>35</sup>ASTM D 5907 (revisi terakhir), 'Filterable and Non-Filterable Matter in Water'<sup>36</sup>

(h) Sulfur-bearing compound

ASTM D 5504 (revisi terakhir), 'Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence'<sup>37</sup>ASTM D 3227 (revisi terakhir), "Standard Test Method for (Thiol Mercaptan) Sulfur in Gasoline, Kerosene, Aviation Turbine, and Distillate Fuels (Potentiometric Method)"<sup>38</sup>

(i) Water

ASTM D 6304 (revisi terakhir), "Standard Test Method for Determination of Water in Petroleum Products, Lubricating Oils, and Additives by Coulometric Karl Fisher Titration"<sup>39</sup>ASTM D 1796 (revisi terakhir), "Standard Test Method for Water and Sediment in Fuel Oils by Centrifuge Method (Laboratory Procedure)"<sup>35</sup>Gas Chromatography<sup>27</sup>

(g) Solids or precipitates

ASTM D 1796 (latest revision), 'Standard Test Method for Water and Sediment in Fuel Oils by Centrifuge Method (Laboratory Procedure)'<sup>35</sup>ASTM D 5907 (latest revision), 'Filterable and Non-Filterable Matter in Water'<sup>36</sup>

(h) Sulfur-bearing compound

ASTM D 5504 (latest revision), 'Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence'<sup>37</sup>ASTM D 3227 (latest revision), "Standard Test Method for (Thiol Mercaptan) Sulfur in Gasoline, Kerosene, Aviation Turbine, and Distillate Fuels (Potentiometric Method)"<sup>38</sup>

(i) Water

ASTM D 6304 (latest revision), "Standard Test Method for Determination of Water in Petroleum Products, Lubricating Oils, and Additives by Coulometric Karl Fisher Titration"<sup>39</sup>ASTM D 1796 (latest revision), "Standard Test Method for Water and Sediment in Fuel Oils by Centrifuge Method (Laboratory Procedure)"<sup>35</sup>



(Informatif)

**Impacts of Common Impurities**

## (a) Bakteri

Mikroba yang umumnya ditemukan di sistem minyak dan gas adalah SRB (Sulfate-Reducing Bacteria) dan APB (Acid-Producing Bacteria). Beberapa bakteri bersifat *planktonic*, melayang didalam cairan, lainnya akan berada dan menempel pada permukaan dalam sistem. Contoh dari cairan menunjukkan adanya bakteri planktonik; namun demikian keberadaannya tidak selalu menunjukkan terjadinya atau akan terjadinya korosi yang dipengaruhi oleh mikrobiologi (MIC – Microbiologically influenced corrosion). Untuk menyelidiki adanya bakteri *sessile* harus menggunakan kupon yang diletakkan dalam sistem. Lihat NACE Standard TM0194<sup>26</sup> untuk rincian tentang pemantauan untuk menentukan keberadaan, lokasi, dan akibat dari kontaminasi bakteri. Lihat dari vendor kimia untuk rekomendasi biocide dan level perawatan konsentrat.

(b) CO<sub>2</sub>

Jika tidak ada air yang muncul, carbon dioksida (CO<sub>2</sub>) tidak korosif. Dalam keadaan munculnya air, tekanan parsial CO<sub>2</sub> (mol persen CO<sub>2</sub> x tekanan sistem dalam kPa [psi]) digunakan sebagai sebagai acuan untuk menentukan tingkat korosifitas CO<sub>2</sub>. Kontrol Korosi lihat di Petroleum Production.<sup>40</sup>

1. Tekanan parsial CO<sub>2</sub> diatas 207 kPa (30 psi) umumnya korosif pada saat adanya air.
2. Tekanan parsial CO<sub>2</sub> antara 21 kPa (3psi) dan 207 kPa (30 psi) dimungkinkan korosif pada saat adanya air.
3. Tekanan parsial CO<sub>2</sub> dibawah 21 kPa (3psi) umumnya dianggap tidak korosif.

Acuan diatas harus diperhatikan pada saat munculnya asam organik dengan berat molekul rendah (acetic, propionic, etc) atau

(Nonmandatory)

**Impacts of Common Impurities**

## (a) Bacteria

Microbes commonly found in oil and gas systems are sulfate-reducing bacteria (SRB) and acid-producing bacteria (APB). Some of the bacteria are planktonic, free floating in the liquids; others are sessile and are attached to the surfaces in the system. Samples of the liquids indicate the presence of the planktonic bacteria; however, their presence does not necessarily indicate that microbiologically influenced corrosion (MIC) has or will occur. Coupons placed in the system must be used for detection of the sessile bacteria. See NACE Standard TM0194<sup>26</sup> for details on monitoring to determine the presence, location, and severity of bacterial contamination. See chemical vendor for biocide recommendation and treatment concentration level.

(b) CO<sub>2</sub>

If no liquid water is present, carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) is noncorrosive. In the presence of liquid water, the partial pressure of CO<sub>2</sub> (mole percent of CO<sub>2</sub> x system pressure in kPa [psi]) is used as a guideline to determine the corrosiveness of CO<sub>2</sub>. See Corrosion Control in Petroleum Production.<sup>40</sup>

1. A partial pressure of CO<sub>2</sub> above 207 kPa (30 psi) is usually corrosive in the presence of water.
2. A partial pressure of CO<sub>2</sub> between 21 kPa (3 psi) and 207 kPa (30 psi) may be corrosive in the presence of water.
3. A partial pressure of CO<sub>2</sub> below 21 kPa (3 psi) is generally considered noncorrosive.  
Caution should be used with the above guidelines in the presence of low molecular weight organic acids (acetic, propionic, etc.)



H<sub>2</sub>S yang akan terganggu.

Sudah banyak model telah dikembangkan untuk memprediksi korosi CO<sub>2</sub>. Tingkat korosi CO<sub>2</sub> dapat dihitung dengan menggunakan model deWaard, et.al.<sup>41,42</sup> Laju korosi dihitung dengan menggunakan tekanan parsial CO<sub>2</sub>, suhu, dan tekanan sistem. Model korosi yang dikembangkan oleh A. Anderko, et al.<sup>43</sup> dan S. Nesic, et al.<sup>44</sup> memasukkan asam organik dalam perhitungan.

(c) Klorida

Baja harus memiliki larutan *konduktif* pada permukaannya untuk membentuk sebuah sel pada saat serangan korosif terjadi. Tambahan garam yang mengandung klorida, secara umum ditemukan di produksi gas dan minyak, meningkatkan daya konduksi dan sifat korosif air, yang mengakibatkan korosi sumur atau korosi merata.

Chloride *stress corrosion cracking* (SCC) merupakan hasil dari interaksi klorida dan tegangan *tensil* mekanis. UNS S30400 retak dengan adanya bagian per juta (ppm) klorida. Halaman 21-22 dari *Corrosion Control in Petroleum Production*<sup>40</sup> termasuk dalam tabel yang berisi daftar kelemahan dari logam ke SCC.

(d) H<sub>2</sub>S

H<sub>2</sub>S sangat mudah larut dalam air. Tingkat kelarutan H<sub>2</sub>S dalam air 200 kali lebih larut daripada oksigen dan 3 kali dari CO<sub>2</sub> pada suhu dan tekanan atmosfer. H<sub>2</sub>S akan mengakibatkan korosi pada baja dengan membentuk iron sulfida yang mengakibatkan korosi *sumur*

Hydrogen blistering mungkin terjadi dalam beberapa baja dengan adanya H<sub>2</sub>S. Atom hidrogen yang kecil memungkinkan masuk dan migrasi ke dalam kisi kisi struktur molekul baja. Beberapa atom hidrogen memasuki bahagian cacat baja, seperti rongga yang mana mereka dengan cepat bereaksi dengan atom hidrogen untuk membentuk molekul hidrogen. Molekul Hidrogen ini menempati ruang yang lebih besar dan tidak dapat lagi bermigrasi melalui baja. Gas hidrogen yang

or H<sub>2</sub>S that will interfere.

A large number of predicative models have been developed for CO<sub>2</sub> corrosion. The rate of CO<sub>2</sub> can be calculated using the deWaard, et.al. model.<sup>41,42</sup>

The corrosion rate is calculated using the partial pressure of CO<sub>2</sub>, temperature, and pressure of the system. Corrosion models by A. Anderko, et al.<sup>43</sup> and S. Nesic, et al.<sup>44</sup> take organic acids into account.

(c) Chloride

Steel must have a conductive solution on its surface to form a cell for corrosive attack to occur. The addition of salts containing chloride, commonly found in gas and oil production, increases the conductivity and corrosiveness of water, resulting in pitting or general corrosion.

Chloride stress corrosion cracking (SCC) results from the interaction of chloride and mechanical tensile stresses. UNS S30400 cracks in the presence of parts per million (ppm) chloride. Pages 21-22 of *Corrosion Control in Petroleum Production*<sup>40</sup> include a table listing the susceptibility of metal to SCC.

(d) H<sub>2</sub>S

H<sub>2</sub>S is very soluble in water. It is 200 times more soluble than oxygen and 3 times more soluble than CO<sub>2</sub> in water at atmospheric pressure and temperature. H<sub>2</sub>S corrodes steel forming various forms of iron sulfide, which result in pitting corrosion.

Hydrogen blistering may occur in some steels in the presence of H<sub>2</sub>S. Hydrogen atoms are sufficiently small to allow entry into and migration within the steel structural lattice. Some of the hydrogen atoms enter structural defects within the steel, such as voids, where they quickly react with other hydrogen atoms to form molecular hydrogen. This molecular hydrogen occupies a greater space and can no longer migrate through steel. Trapped hydrogen gas exerts pressure and can cause blister



terperangkap dan bertekanan dapat melepaskan bahagian dalam baja. Jika lepuhan cukup besar, mereka dapat terdeteksi dengan terjadinya deformasi external. Gas hidrogen yang terperangkap dalam baja kekuatan tinggi selanjutnya akan mengakibatkan retak pada baja (juga disebut-hidrogen induced cracking [HIC]). Atom-atom Hidrogen dalam logam bermigrasi ke sebuah ruang dan membentuk gas hidrogen, akhirnya mengembangkan lepuh pada permukaan baja. Lihat hal. 17-18 dari *Corrosion Control dalam Petroleum Production*.<sup>40</sup> Sulfida stres cracking (SSC) terjadi pada baja berkekuatan tinggi terkena H<sub>2</sub>S kondisi lembab. Empat kondisi yang diperlukan untuk terjadinya SSC.

1. Keberadaan H<sub>2</sub>S
2. Keberadaan air- jumlah sedikit sudah cukup
3. Material berkekuatan tinggi
4. Baja harus di bawah tekanan atau beban (stres mungkin sisa atau diterapkan).

Carbon steels biasa dengan kekuatan di bawah 620 MPa (90.000 psi) dan kekerasan Rockwell 73,0 SDM di bawah 15 atau 22 HRC tidak terpengaruh. Lihat NACE MR0175/ISO 15156<sup>43</sup> untuk detail persyaratan kekerasan. Steels dengan kekuatan leleh di atas tingkat ini rentan terhadap cracking. Waktu untuk kegagalan akan bertambah dengan berkurangnya konsentrasi H<sub>2</sub>S. Retak dapat terjadi pada tingkat 0,1 ppm H<sub>2</sub>S dalam air dengan waktu yang sangat lama untuk rusak.<sup>40, 46</sup>

#### (e) Asam organik

Asam organik molekul ringan (acetic, propionic, dll) dapat menyebabkan kerusakan parah ketika hadir dalam fase gas di ppm levels.<sup>32, 33</sup> Kehadiran Asam organik molekul ringan, akan menyekat air, sering tidak terdeteksi di dalam analisis air disebabkan gangguan bikarbonat yang hadir di dalam air.

#### (f) Oksigen

Jika air jenuh dengan udara, berisi 7-8 ppm oksigen, digunakan untuk hydrotest pipa, akan menyebabkan sedikit korosi pada pipa. Oksigen yang langsung berinteraksi dengan baja dan akan dibuang dari larutan,

formation within the steel. If the blisters are sufficiently large, they can be detected by external deformation of the steel surface. Hydrogen gas trapped within higher-strength steels can lead to stepwise cracking (also called hydrogen-induced cracking [HIC]) within the steel. The hydrogen atoms in the metal migrate into a void and form hydrogen gas, eventually developing a blister on the surface of the steel. See pp. 17-18 of *Corrosion Control in Petroleum Production*.<sup>40</sup>

Sulfide stress cracking (SSC) occurs in high-strength steels exposed to moist H<sub>2</sub>S conditions. Four conditions are required for SSC to occur.

1. Presence of H<sub>2</sub>S
2. Presence of water—trace amount is sufficient
3. High-strength materials
4. Steel must be under tensile stress or loading (stress may be residual or applied).

Plain carbon steels with strength below 620 MPa (90,000 psi) and Rockwell hardness below 73.0 HR 15 or 22 HRC are not affected. See NACE MR0175/ISO 15156<sup>43</sup> for detailed hardness requirements. Steels with yield strengths above this level are susceptible to cracking. The time to failure increases as the H<sub>2</sub>S concentration decreases. Cracking can occur at 0.1 ppm levels of H<sub>2</sub>S in water with a very long time to failure.<sup>40,46</sup>

#### (e) Organic acids

Low-molecular-weight organic acids (acetic, propionic, etc.) can cause severe corrosion when present in the gas phase at ppm levels.<sup>32,33</sup> The presence of low-molecular-weight organic acids, which will partition into the water, are often not detected in the water analysis due to the interference of bicarbonate present in the water.

#### (f) Oxygen

If water saturated with air, containing 7 to 8 ppm oxygen, is used to hydrotest a pipeline, little corrosion of the pipeline results. The oxygen immediately interacts with steel and is removed from solution,



menimbulkan sangat sedikit korosi. Akan tetapi, jika air berisi oksigen yang mengalir kedalam pipa, akan menimbulkan korosi sumuran yang hebat. Ketika jumlah air yang mengalir kedalam pipa banyak, jumlah oksigen harus lebih kecil dari 1 ppm.<sup>47</sup>

Persamaan untuk mengukur tingkat korosi terkait dengan oksigen tergantung dari jumlah konsentrasi oksigen terlarut, mineral *saturation* indeks, dan waktu terpapar.<sup>48</sup>

#### (g) Air

Jika tidak ada air dalam pipa baja, korosi tidak terjadi. Keberadaan Oksigen, CO<sub>2</sub>, atau H<sub>2</sub>S dalam pipa baja tanpa ada air tidak akan menimbulkan korosi untuk temperatur dibawah 200 °C (390 °F).<sup>248</sup> Hidroskopis garam yang menempel pada permukaan baja dapat menyebabkan lapisan air yang tidak kelihatan dibawah permukaan kondisi *dewpoint*, dapat menyebabkan serangan korosi

resulting in very little corrosion loss. However, if a constant supply of water containing oxygen flows through the line, severe pitting of the pipeline results. When large quantities of water flow through steel pipelines, the oxygen content should be less than 1 ppm.<sup>47</sup>

An equation to estimate the corrosion due to oxygen relates the corrosion rate to total dissolved oxygen concentration, mineral saturation index, and exposure time.<sup>48</sup>

#### (g) Water

If liquid water is not present in a steel pipeline, corrosion does not occur. The presence of oxygen, CO<sub>2</sub>, or H<sub>2</sub>S in a steel pipeline in the absence of liquid water does not cause corrosion at temperatures below 200°C (390°F).<sup>248</sup> Hygroscopic salt deposits on the steel surface can cause the formation of an invisible water film on the surface below dewpoint conditions, which can cause corrosive attack.













**BADAN STANDARDISASI NASIONAL - BSN**  
Gedung Manggala Wanabakti Blok IV Lt. 3,4,7,10  
Jl. Jend. Gatot Subroto, Senayan Jakarta 10270  
Telp: 021- 574 7043; Faks: 021- 5747045; e-mail : [bsn@bsn.go.id](mailto:bsn@bsn.go.id)